

Máster Universitario en FINANZAS DE EMPRESA

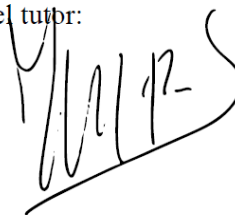
Trabajo Fin de Máster

La valoración de un pozo de petróleo de esquisto (*shale oil*) a través de la metodología de opciones reales

Autor: Pedro Sereno Ramos

Tutor: Juan Mascareñas Pérez-Íñigo

V.bº del tutor:



Índice

1) Introducción	3
2) Origen y evolución de la industria del <i>shale oil</i>	4
3) De las opciones financieras a las opciones reales	12
4) Valoración de proyectos: de los métodos tradicionales a la valoración de opciones reales	18
5) Valoración mediante el método binomial	22
6) Caracterización del modelo	23
6.1) Determinación de la volatilidad asociada al proyecto	23
6.2) Estimación de los flujos de caja esperados	28
6.3) Determinación de costes. La prima y el precio de ejercicio.	33
6.4) Determinación del valor actual de la opción de diferir.	37
7) Conclusiones	40
8) Bibliografía	42
9) Anexos	0

Gráficos

Gráfico 1: Reservas probadas totales de EEUU	7
Gráfico 2: Producción vs Precio Spot. Crudo EEU	8
Gráfico 3: Stocks de crudos EEUU, datos semanales	9
Gráfico 4: Histograma serie de precios spot WTI (completa)	26
Gráfico 5: Histograma serie de precios spot WTI (ex-Operación Tormenta del Desierto)	27
Gráfico 6: Curva teórica de producción de un pozo de shale oil de referencia	29
Gráfico 7: Curva de producción estimada. Cuenca Eagle Ford.	32
Gráfico 8: Costes asociados a la perforación de pozos de shale oil en EEUU	34

Tablas

Tabla 1: Tipos de opciones reales	16
Tabla 2: Contrastes de normalidad serie de precios WTI (completa)	26
Tabla 3: Contrastes de normalidad serie de precios WTI (ex-Operación Tormenta del Desierto)	27
Tabla 4: Parámetros del modelo binomial. Caso Base.	29
Tabla 5: Árboles binomiales precios WTI. Caso Base.	31
Tabla 6: Árbol binomial de flujos de caja esperados en \$. Cuenca Eagle Ford.	33
Tabla 7: Coste de un pozo en MM\$ (Cuenca Eagle Ford)	35
Tabla 8: Inflación (variación del índice de precios al consumidor)	36
Tabla 9: Árbol binomial de costes de finalización en \$ (Cuenca Eagle Ford)	37
Tabla 10: Árbol binomial FC-C.Finalización (\$) Cuenca Eagle Ford. Caso Base.	38
Tabla 11: Árbol binomial de cálculo del valor actualizado de la opción (\$) Cuenca Eagle Ford. Caso Base.	39

Tabla 12: Cuadro resumen de resultados obtenidos.....	40
---	----

Ilustraciones

Ilustración 1: Tipos de yacimientos petrolíferos	4
Ilustración 2: Tipos de perforación.....	11

Anexos

Anexo 1: Árboles binomiales precios WTI. Caso Base.	0
Anexo 2: Producción estimada por cuenca (bbls).....	1
Anexo 3: Árbol binomial de flujos de caja esperados en \$ Cuenca Eagle Ford. Caso Base.	1
Anexo 4: Árbol binomial de flujos de caja esperados en \$ Cuenca Bakken. Caso Base.	2
Anexo 5: Árbol binomial de flujos de caja esperados en \$ Cuenca Pérmica. Caso Base.	2
Anexo 6: Cuadro de costes estimados	3
Anexo 7: Árbol binomial FC-C.Finalización (\$) Cuenca Eagle Ford. Caso Base.....	4
Anexo 8: Árbol binomial de cálculo del valor actualizado de la opción (\$) Cuenca Eagle Ford. Caso Base.	4
Anexo 9: Árbol binomial FC-C.Finalización (\$) Cuenca Bakken. Caso Base	5
Anexo 10: Árbol binomial de cálculo del valor de la opción (\$) Cuenca Bakken. Caso Base.	5
Anexo 11: Árbol binomial FC-C.Finalización (\$) Cuenca Pérmica. Caso Base.	6
Anexo 12: Árbol binomial de cálculo del valor de la opción (\$) Cuenca Pérmica. Caso Base.	6
Anexo 13: Árboles binomiales precios WTI. Escenario -2DT.	7
Anexo 14: Árbol binomial de flujos de caja esperados en \$ Cuenca Eagle Ford. Escenario -2DT.....	8
Anexo 15: Árbol binomial de flujos de caja esperados en \$ Cuenca Bakken. Escenario -2DT.	8
Anexo 16: Árbol binomial de flujos de caja esperados en \$ Cuenca Pérmica. Escenario -2DT.....	9
Anexo 17: Árbol binomial FC-C.Finalización (\$) Cuenca Eagle Ford. Escenario -2DT.	10
Anexo 18: Árbol binomial de cálculo del valor actualizado de la opción (\$) Cuenca Eagle Ford. Escenario -2DT.	10
Anexo 19: Árbol binomial FC-C.Finalización (\$) Cuenca Bakken. Escenario -2DT.	11
Anexo 20: Árbol binomial de cálculo del valor de la opción (\$) Cuenca Bakken. Escenario -2DT.	11
Anexo 21: Árbol binomial FC-C.Finalización (\$) Cuenca Pérmica. Escenario -2DT.....	12
Anexo 22: Árbol binomial de cálculo del valor de la opción (\$) Cuenca Pérmica. Escenario -2DT.....	12
Anexo 23: Árboles binomiales precios WTI (Escenario +2DT).....	13
Anexo 24: Árbol binomial de flujos de caja esperados en \$ Cuenca Eagle Ford (Escenario+2DT).....	14
Anexo 25: Árbol binomial de flujos de caja esperados en \$ Cuenca Bakken (Escenario +2DT)	14
Anexo 26: Árbol binomial de flujos de caja esperados en \$ Cuenca Pérmica (Escenario +2DT).....	15
Anexo 27: Árbol binomial FC-C.Finalización (\$) Cuenca Eagle Ford. Escenario +2DT.....	16
Anexo 28: Árbol binomial de cálculo del valor actualizado de la opción (\$) Cuenca Eagle Ford. Escenario +2DT.	16
Anexo 29: Árbol binomial FC-C.Finalización (\$) Cuenca Bakken. Escenario +2DT.	17
Anexo 30: Árbol binomial de cálculo del valor de la opción (\$) Cuenca Bakken. Escenario +2DT.	17
Anexo 31: Árbol binomial FC-C.Finalización (\$) Cuenca Pérmica. Escenario +2DT.	18
Anexo 32: Árbol binomial de cálculo del valor de la opción (\$) Cuenca Pérmica. Escenario +2DT.	18
Anexo 33: Parámetros del modelo	19

1) Introducción

La fracturación hidráulica, más conocida como *fracking*, ha revolucionado durante los últimos años el mercado mundial de crudo. Tanto es así, que EEUU está cerca de convertirse en el primer productor de petróleo a nivel mundial, superando así a Arabia Saudí¹.

Gracias al desarrollo de esta tecnología de extracción considerada “no convencional” y al petróleo que se obtiene de ella, conocido específicamente en los mercados como *shale oil* o *tight oil*; la primera potencia mundial es, hoy en día, mucho más independiente en términos energéticos con una producción que ya supera los 12 Mb/d, para un consumo en sus refinerías cercano a los 19 Mb/d². Esto tiene implicaciones económicas, sociales y geopolíticas que van mucho más allá del objetivo de este trabajo. Sin embargo, la revolución del *shale* ha tenido, tiene y tendrá repercusión a nivel global. A diferencia de los mercados de productos derivados del petróleo, que hasta cierto punto se pueden considerar más regionales, el del crudo es un mercado eminentemente global. Es por ello que las implicaciones derivadas de la revolución del *shale oil*, van mucho más allá de la economía de EEUU, afectando al mercado mundial de petróleo de forma más que relevante.

Es necesario destacar, no obstante, que EEUU es el jugador más importante en esta partida ya que, a pesar de la existencia de esta tecnología (más o menos desarrollada) en muchos países del mundo, es el *shale oil* producido en Norteamérica el que está afectando en mayor medida a la oferta mundial de crudo y en consecuencia a su precio.

Debido a esta especial relevancia en el tablero mundial del *shale*, a lo largo de este trabajo trataremos de utilizar las opciones reales, y los uno de los métodos de valoración existentes relativos a las mismas, para valorar un pozo de *tight oil* en EEUU. En el actual entorno de precios, relativamente bajos en comparación con períodos anteriores, y costes también decrecientes, debido a la mejora de la tecnología de extracción; será interesante comprobar, introduciendo este componente de flexibilidad en la toma de decisiones, si es económicamente rentable perforar o no nuevos pozos con tecnologías no convencionales.

¹ US Energy Information Administration Short-Term Energy Outlook (STEO)

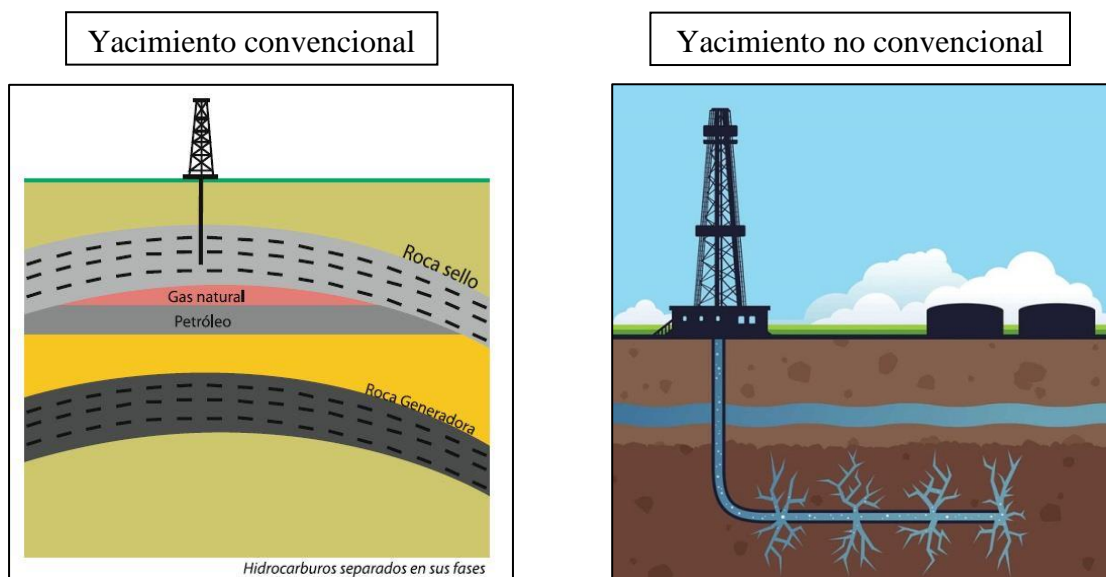
² BP statistical review of world energy (2017).

Para ello explicaremos, en primer lugar, en qué consiste esta tecnología y cuáles han sido las principales consecuencias derivadas de su desarrollo. En segundo lugar analizaremos qué beneficios y qué limitaciones tiene el hecho de incluir la perspectiva de las opciones reales para la valoración de este tipo de proyectos. Finalmente, construiremos un modelo, basado en métodos de cálculo binomial, con el objetivo de aplicarlo a la valoración de un pozo de *shale oil* en distintas zonas geográficas de EEUU.

2) Origen y evolución de la industria del *shale oil*

En primer lugar debemos explicar qué es exactamente lo que se conoce como *shale oil*. También llamado *tight oil*, es petróleo convencional que se encuentra alojado en formaciones geográficas no convencionales. Estas formaciones son muy poco porosas y permeables, lo que hace de su extracción mediante medios convencionales algo poco más que imposible.

Ilustración 1: Tipos de yacimientos petrolíferos



En un yacimiento tradicional, el gas y el petróleo (en el caso de los yacimientos asociados, es decir, aquellos en los que encontramos ambos tipos de combustibles juntos) quedan atrapados gracias a una determinada formación geográfica, llamada trampa petrolífera o roca sello, y contenidos en lo que se conoce como roca almacén.

Estas rocas son porosas y permeables, lo que hace relativamente sencillo el proceso de extracción del combustible mediante pozos verticales o convencionales. En un yacimiento no convencional, por sus condiciones de permeabilidad y porosidad, no es posible utilizar este tipo de pozos verticales.

Muchos consideran que la fracturación hidráulica es una tecnología joven y completamente innovadora, aunque lo cierto es que el uso de métodos de inyección de sustancias en el subsuelo para facilitar la extracción de crudo se remonta al siglo XIX.

Concretamente al año 1862. Fue durante la batalla de Fredericksburg (Virginia) cuando el veterano de la guerra civil Edward Roberts vio lo que podía lograrse detonando explosivos dentro de un estrecho canal que obstruía el campo de batalla. En abril de 1865, Roberts registró su primera patente por una nueva técnica que consistía en introducir un torpedo en el fondo del pozo y hacerlo explotar para fracturar el subsuelo, facilitando así la extracción de petróleo. Esta nueva tecnología revolucionó la industria del petróleo incrementando la producción de los pozos, en algunos casos más de un 1200%.

No será, sin embargo, hasta los años 30 del siguiente siglo cuando se produzca la primera innovación en la industria del *fracking*, sustituyendo la nitroglicerina usada tradicionalmente por otros líquidos no explosivos. De esta forma se redujo la peligrosidad, aumentó el tiempo de vida de los pozos y, en consecuencia, la productividad.

En 1949 un equipo formado por expertos del sector llevó a cabo con éxito la primera fracturación hidráulica para la empresa Stanolind Oil³. A partir de ese momento el desarrollo comercial de esta técnica empezó a incrementarse y su uso se extendió por las principales cuencas de los EEUU. Este desarrollo contó, además, con el apoyo del gobierno estadounidense, ya que en 1975 la administración Ford⁴ promovió el desarrollo del *shale oil*, dentro de su plan energético, con el objetivo de reducir la importación de petróleo.

³ Montgomery, C. T., & Smith, M. B. (2010). Hydraulic fracturing: history of an enduring technology. *Journal of Petroleum Technology*, 62(12), 26-40.

⁴ <http://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/The-Real-History-Of-Fracking.html>

El *fracking*, tal y como lo conocemos hoy en día, no comenzó hasta los años 90. George P. Mitchell, un productor independiente de Galveston (Texas)⁵, inventó una nueva técnica que combinaba la fracturación hidráulica con la perforación horizontal y que empezó a implementar en la cuenca conocida como “*Barnett Shale*”, haciendo económicamente viable la extracción de importantes cantidades de gas y petróleo alojadas en yacimientos no convencionales. Su empresa, Mitchell Energy & Development Corp, llevó a cabo la primera fracturación hidráulica comercial en 1998. La industria reconoció rápidamente el potencial de esta nueva técnica, que empezó a desarrollarse en más zonas de EEUU como Arkansas, Pensilvania o Dakota del Norte.

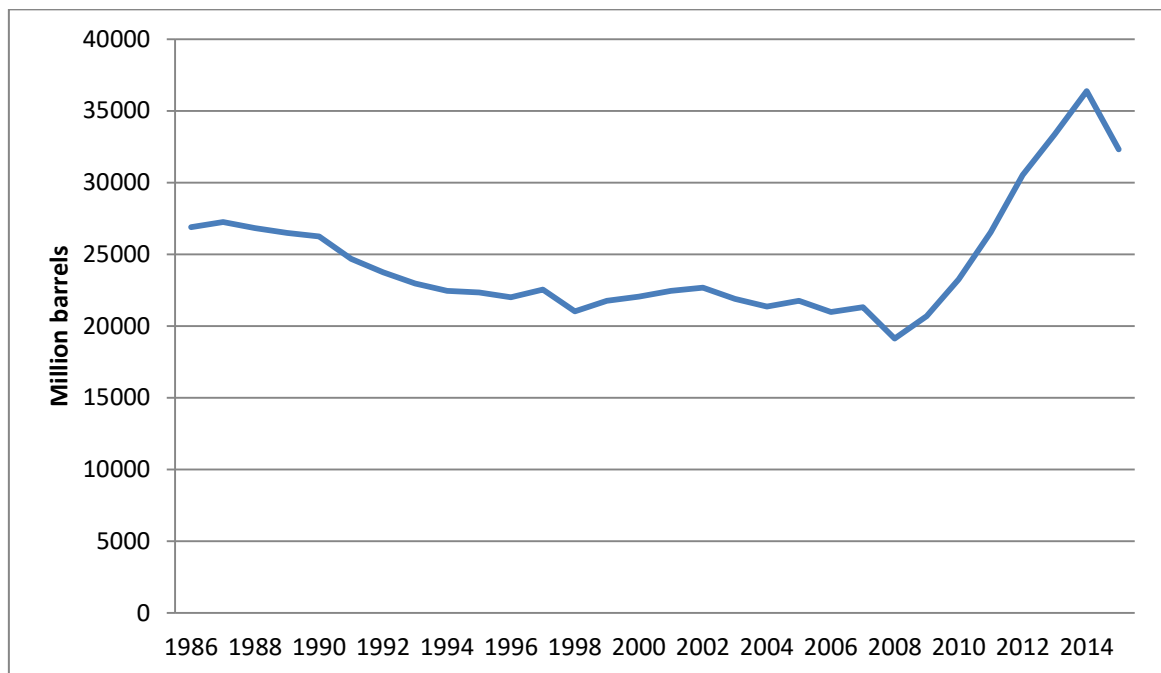
Desde principios de este siglo, concretamente a partir de 2002, se produce en EEUU un auténtico boom del *shale gas* que posteriormente se traslada al *shale oil* con la entrada en producción de pozos de este tipo en las cuencas Pérmica y de *Eagle Ford* o de Bakken⁶. Una atmósfera de precios creciente incentivó la inversión en este tipo de tecnología, así como en exploración de nuevos yacimientos no convencionales.

De esta forma, como podemos observar en la siguiente gráfica, las reservas probadas de EEUU casi se han duplicado en los últimos años.

⁵ Yergin, D. (2011). Stepping on the Gas. The Wall Street Journal, 2.

⁶ Brown, J. P. (2014). Production of natural gas from shale in local economies: a resource blessing or curse?. Economic Review-Federal Reserve Bank of Kansas City, 5.

Gráfico 1: Reservas probadas totales de EEUU



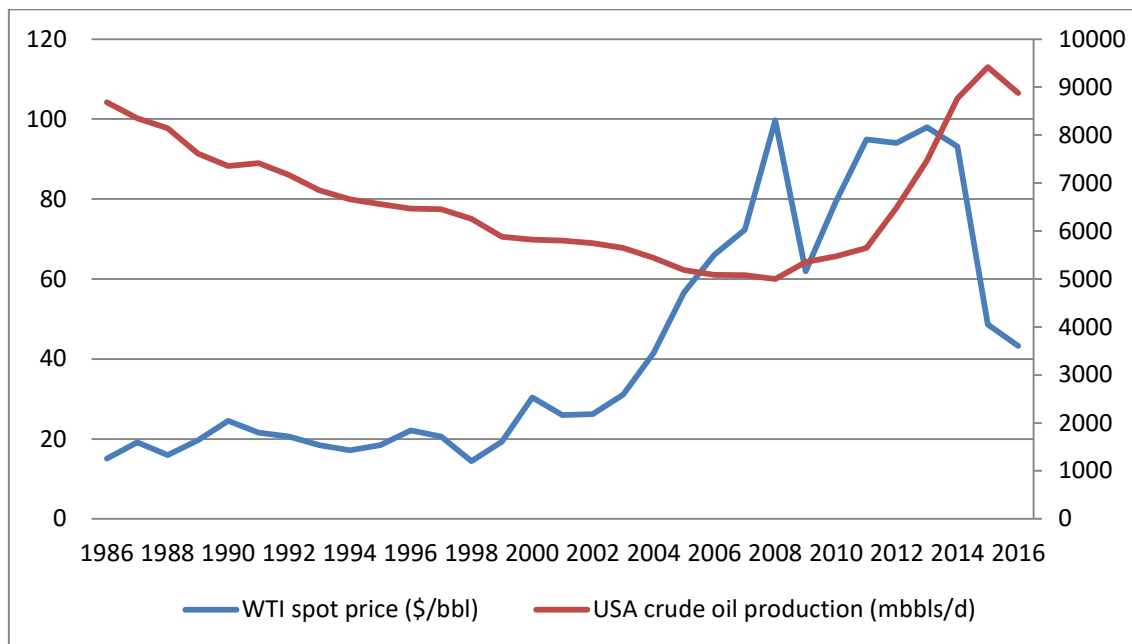
Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA) y elaboración propia.

Desde 2001, con la entrada de China en la OMC, se produce según Merino y García⁷ (2015) el inicio de un “superciclo” de precios altos en el sector del petróleo. Pasando el precio del West Texas Intermediate (WTI), crudo de referencia de EEUU, de 26\$/bbl de media en 2001 a los 100\$/bbl de media en 2008. El autor lo califica como “superciclo” debido a su diferencia con ciclos de precios previos, a su duración en términos temporales (una tendencia alcista de 158 meses de duración hasta enero de 2015) y a la amplitud de las variaciones en el precio.

A pesar de la importante corrección que sufrió el precio del petróleo en 2008, con cinco meses consecutivos de caídas, la fase alcista continuaba rozando de nuevo máximo histórico en 2013, 97,98\$/bbl y 108,56\$/bbl de media anual para el WTI y el Brent respectivamente.

⁷ Merino, P.A. & García, R. (2015). El mercado del petróleo: Una revisión del último ciclo y perspectivas a medio y largo plazo. Información Comercial Española, ICE: Revista de economía, ISSN 0019-977X, N° 886, págs. 13-24

Gráfico 2: Producción vs Precio Spot. Crudo EEUU



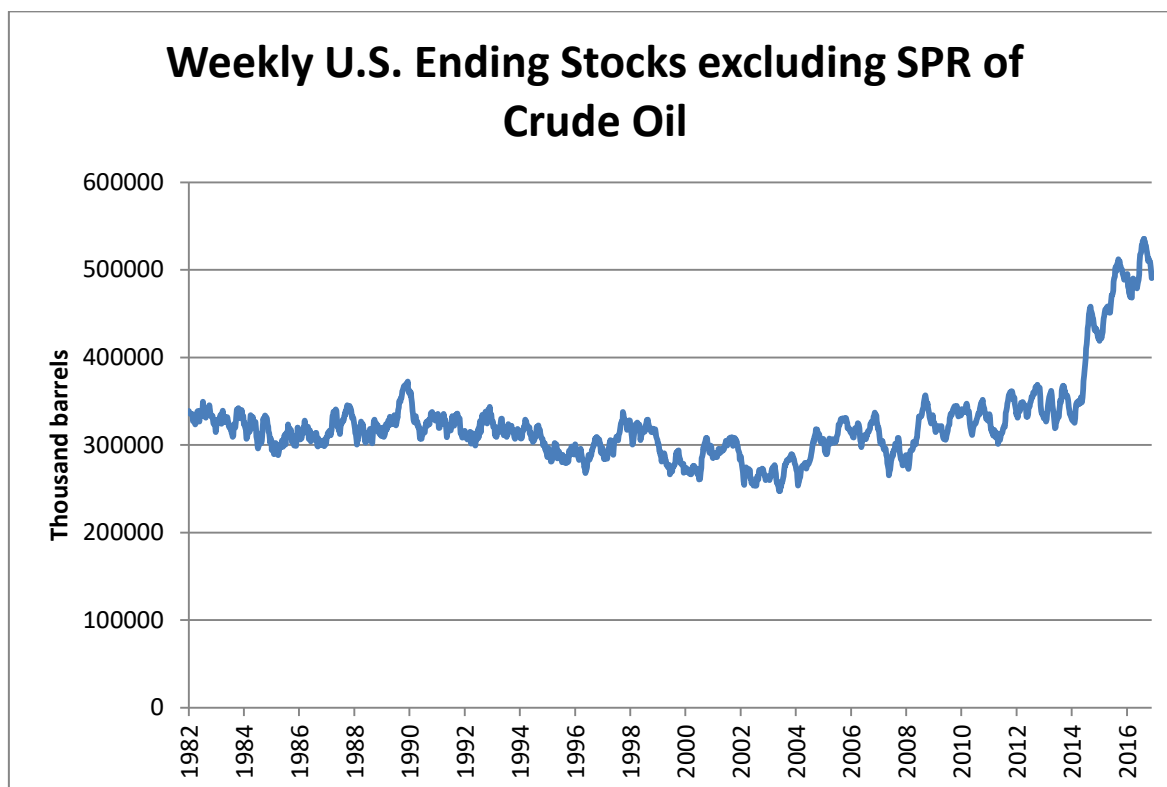
Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA) y elaboración propia.

No es el objetivo de este trabajo analizar con detalle las causas de los movimientos en el precio de estos años, aunque sí debemos explicar con un poco más de detalle el último período alcista de la serie. Aquí es cuando empieza a entrar en juego, ya de forma determinante, el *shale oil* estadounidense. Es a partir de este momento cuando comienza a ser patente la importancia de los yacimientos no convencionales en EEUU, este impulso a la inversión en investigación y desarrollo de la fracturación hidráulica del que hablamos previamente propició, además del aumento de las reservas probadas, un incremento de la productividad de este tipo de pozos, así como una disminución de sus costes variables unitarios de extracción. De esta forma, a partir de 2011 la producción de petróleo de EEUU se dispara a razón de casi un millón de barriles por año, del que la mayor parte provenía de la fracturación hidráulica.

Este último hecho unido a un recorte en las previsiones de crecimiento económico mundial, y en consecuencia de la demanda de crudo, generó una situación de sobreoferta en los mercados mundiales que aún se mantiene en 2017.

Como ejemplo podemos tomar los stocks de crudos de EEUU, que se encuentran actualmente 100 millones de barriles por encima de la media de los últimos cinco años.

Gráfico 3: *Stocks de crudos EEUU, datos semanales*



Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA) y elaboración propia.

En este entorno de mercado, lo más relevante de cara al futuro más cercano es tratar de determinar cómo se comportará la producción de crudo de EEUU, pues éste ha sido el cambio más importante en el sector en los últimos tiempos. Es por ello que a lo largo de este trabajo trataremos de valorar un pozo de *shale oil* desde el punto de vista de las opciones reales, modelizando los ingresos esperados para un pozo de este tipo (teniendo en cuenta las características más específicas asociadas a los mismos, como la concentración de la producción en los primeros 2 o 3 años) y los costes asociados a la extracción mediante fracturación hidráulica (que varían enormemente según el nivel de desarrollo tecnológico, la cuenca en la que se encuentre el pozo, etc...). El objetivo final es analizar si este enfoque aporta valor añadido a la hora de utilizar métodos matemáticos para calcular si merece la pena emprender un proyecto de inversión.

Por último, y con objeto de entender correctamente este tipo de tecnología, merece la pena explicar brevemente cómo funciona un pozo de *shale oil* y en qué consiste el proceso de perforación y extracción utilizando el proceso de fracturación hidráulica.

Como explicamos anteriormente, el problema de los yacimientos no convencionales de petróleo y gas es la escasa porosidad y permeabilidad de la roca en la que se encuentran almacenados los combustibles. La fracturación hidráulica busca mejorar las condiciones de permeabilidad y porosidad de la roca almacén mediante la apertura de micro-fisuras en la misma. Una vez realizadas dichas fisuras, el gas o el petróleo contenido en el yacimiento no convencional puede fluir hacia la tubería principal y ser extraído del pozo.

Podemos distinguir dos etapas en el proceso de fracturación hidráulica, que debemos diferenciar claramente por su relevancia de cara a la parte de valoración posterior que haremos en este trabajo.

La primera de ellas es la perforación. La perforación de un pozo de *shale* es, en un primer momento, similar a la de un pozo convencional. Suele comenzar con la perforación vertical del pozo hasta llegar a la profundidad a la que se encuentre la formación objetivo. Es entonces cuando se continúa con la perforación, pero en dirección horizontal, pudiendo llegar a perforarse hasta los 4000 metros en esta dirección. A medida que avanza la perforación se va sellando cada tramo con acero y cemento.

El siguiente paso es el *punzamiento* de la tubería del pozo. Se introducen cargas explosivas en la cola del pozo mediante un instrumento denominado cañón de *punzamiento*. Estas cargas abren agujeros en la tubería de metal y cemento conectando ésta con la formación objetivo. Este *punzamiento* únicamente facilita la conexión entre la roca que contiene los hidrocarburos y el pozo, pero no representa en sí mismo la fracturación de la formación objetivo.

Es aquí cuando podemos empezar a describir la segunda fase del proceso. Para poder extraer el petróleo y el gas es necesario fracturar la roca. Para ello, se debe inyectar en el pozo un fluido de fracturación a elevados niveles de presión. De la composición de este fluido de fracturación, alrededor del 90% es agua, entre un 8 y un 9.5% es arena y entre el 0.5 y el 2% restante es un conjunto de sustancias químicas que le aportarán al fluido las propiedades necesarias para lograr la extracción del combustible en las condiciones deseadas.

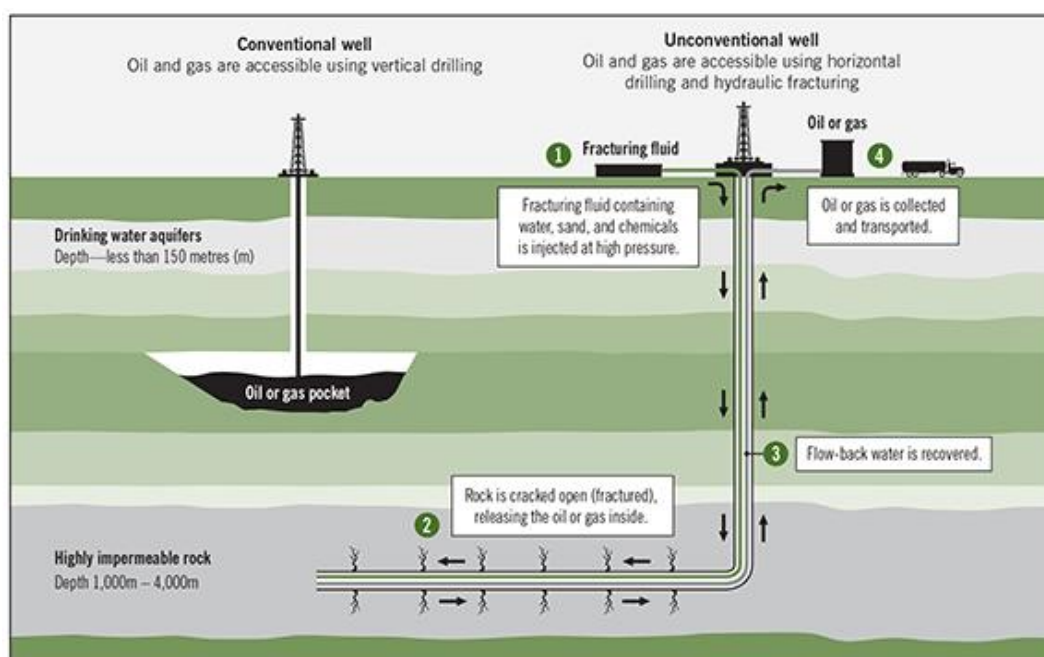
Este líquido sale por los agujeros hechos en el pozo con el *punzamiento* y, gracias a la presión a la que se realiza la inyección y a los compuestos químicos añadidos, fractura la roca que contiene el combustible. La arena que forma parte de dicho líquido tiene como objeto evitar que las fracturas se cierren cuando la presión vuelva a disminuir.

Estas fracturas permiten que los hidrocarburos alojados en la formación objetivo circulen hasta el pozo para ser posteriormente extraídos por los equipos de bombeo.

La cantidad de fluido de fracturación necesario dependerá de las condiciones de porosidad y permeabilidad de la formación objetivo, así como la composición exacta del conjunto de aditivos que contiene el fluido, que dependerá del pozo en concreto y que suele ser un secreto empresarial.

En el siguiente esquema podemos ver cómo funciona un pozo de *shale oil* en comparación con uno convencional.

Ilustración 2: Tipos de perforación



Este tipo de pozos destacan por su rápido proceso de perforación (tan sólo unas semanas), pero al mismo tiempo se caracterizan por su curva de producción, puesto que alcanzan su nivel máximo de producción alrededor del primer año, y a partir de ese momento se produce un declive tremendamente pronunciado en comparación con un pozo convencional (esto hace que sea necesario un continuo esfuerzo de inversión en

exploración para garantizar el reemplazo de reservas, algo clave para la sostenibilidad de una empresa de producción de petróleo). Ambas cuestiones serán relevantes en el proceso de valoración, por lo que pasaremos a analizarlas con detalle más adelante en este trabajo.

3) De las opciones financieras a las opciones reales

Para entender a qué nos referimos cuando hablamos de opciones reales es práctico empezar explicando qué es una opción financiera, pues la definición de la primera se desprende de esta última. No es nuestro objetivo presentar aquí de forma exhaustiva la teoría de opciones financieras, pero sí es interesante pasar brevemente a través de la misma para entender el funcionamiento y las variables que influyen en las opciones reales.

Una opción es un instrumento financiero que, como su propio nombre indica, otorga a su comprador el derecho, la posibilidad, la opción, aunque nunca la obligación, de comprar o vender un activo (financiero o no) en un momento determinado del tiempo. Ese activo sobre el que puede ejercer la opción se denomina *subyacente*⁸.

El comprador de una opción paga una *prima*, que le permite asegurarse un precio previamente definido de compra o venta (comúnmente llamado precio de ejercicio) en la *fecha de vencimiento* de la misma (cuando es una opción *europaea*), a lo largo de la vida de la opción (cuando se trata de una opción *americana*) o en algunos momentos determinados del tiempo (en cuyo caso se trata de una opción *bermuda*)⁹.

Llegado el vencimiento, y según se hayan desarrollado los movimientos en el precio del activo subyacente, el comprador de la opción podrá decidir la ejerce o no. Cuando la opción es de compra se denomina "*call*", cuando es de venta se conoce como "*put*".

Imaginemos que un inversor compra una *call* europea cuyo activo subyacente es una acción de una empresa que cotiza en el Dow Jones, por la que paga una prima que estará determinada por el mercado en ese momento. Llegado el momento del vencimiento tendrá que decidir si ejerce su derecho de compra o no lo hace. De esta forma, el

⁸ Hull, J. C. (2006). Options, futures, and other derivatives. Pearson Education India.

⁹ McDonald, R. L. Derivatives Markets, (2013).

inversor ejercerá su opción cuando el precio spot, es decir, el precio de mercado de la acción en ese momento del futuro es mayor que precio de ejercicio que se determinó cuando éste compró la opción (en este caso la opción está *in-the-money*). Cuando el precio de ejercicio es exactamente igual al precio spot, la opción está *at-the-money* y al inversor le resulta indiferente ejercer la opción o no hacerlo. Por último en este mismo ejemplo, cuando el precio strike sea superior al precio spot el inversor no ejercerá la opción (*out-of-the-money*) puesto que perdería más que únicamente la prima¹⁰.

Es decir, la ganancia que obtendrá el comprador de una *call* europea en el momento de su vencimiento, sin tener en cuenta el pago de la prima será:

$$\text{Máx } [S - X, 0]$$

Donde S es el precio spot del activo subyacente y X el precio de ejercicio o precio strike, pactado en el momento de la compra de la opción. Esto es así porque cuando el precio de mercado es mayor que el precio de ejercicio pactado cuando se compró la opción, el inversor obtendrá una ganancia ejerciendo su opción de compra y acudiendo después al mercado a vender ese activo a precio de mercado (o simplemente por la cantidad que ahorra al comprar el activo al precio de ejercicio que es menor que el de mercado en esa fecha de vencimiento). La expresión anterior muestra el valor intrínseco de una opción, que siempre será positivo o cero.

En las opciones financieras, el activo subyacente es un activo financiero, es decir, una acción, un bono, una obligación o incluso un índice bursátil. En el caso de las opciones reales, el activo subyacente es un activo tangible, físico, un activo real. Normalmente nos referimos a proyectos de inversión, aunque puede ser una empresa, una patente, etc...

Debido al objetivo de este trabajo consideraremos a partir de este momento, cuando nos refiramos a una opción real, que el activo subyacente es un proyecto de inversión, que en nuestro caso será perforar un pozo de *shale oil* y extraer el petróleo de esquisto.

Los elementos presentes en las opciones reales son los mismos que explicamos previamente para las opciones financieras, aunque se definen de manera algo diferente:

¹⁰ Mascareñas, J. (2012). Mercado de Derivados de Derivados Financieros: Futuros y Opciones. Monografías sobre Finanzas Corporativas.

- El **precio spot** o **precio del activo subyacente** es, para una opción real, el valor actual de los flujos netos de caja que esperamos obtener si llevamos a cabo el proyecto de inversión, y por tanto está sujeto a incertidumbre, no lo conocemos con seguridad.
- El **precio de ejercicio** será el precio que tendremos que pagar para poder obtener dichos flujos futuros. Deberíamos conocerlo previamente, aunque como veremos más adelante para nuestro caso de estudio, este precio también puede ser variable y estar sujeto a cierto nivel de incertidumbre.
- El **tiempo hasta el vencimiento** dependerá del tipo de opción real, pero está asociado a la duración del proyecto de inversión.
- El **riesgo** o **volatilidad**, se refiere a la desviación de los rendimientos esperados del activo subyacente. Esta es una variable clave para el cálculo del valor de opciones reales, puesto que el valor del activo subyacente puede estar sujeto un elevado nivel de incertidumbre. Existen distintas aproximaciones para determinar la volatilidad de un proyecto de inversión. Una de ellas es la del factor predominante, lo que implica tomar como volatilidad del proyecto la volatilidad del factor que más influye en los flujos de caja futuros que esperamos obtener del mismo (en nuestro caso sería la volatilidad el precio de petróleo). La aproximación de la cartera réplica consiste en utilizar la volatilidad asociada a un proyecto de características similares. Otra forma de calcular esta variable sería utilizar simulaciones de Monte Carlo.
- El **tipo de interés libre de riesgo** refleja, al igual que en el caso de las opciones financieras, el valor temporal del dinero¹¹.
- Los **dividendos** reflejan la cantidad monetaria a la que se renuncia mientras no se ejerza la opción. En este caso no los vamos a considerar como veremos más adelante por el tipo de opción real que vamos a tratar de valorar.

Todas estas variables afectan, en mayor o menor medida, al valor de la opción. Ya vimos como el valor intrínseco de la opción estaba definido por la diferencia entre el valor del activo subyacente y el precio de ejercicio. Pero el valor total de la opción, la prima que pagamos por ella, está formado además por un valor extrínseco o temporal

¹¹ Mascareñas, J. (2007). Opciones reales en la valoración de proyectos de inversión. Monografías sobre Finanzas Corporativas.

que cambia ante variaciones en las variables anteriores. Para una opción de compra las interrelaciones son las siguientes:

- Si el valor del activo subyacente sube, también aumentará el valor de la opción.
 - Si lo que consideramos como precio de ejercicio aumenta, el valor de la opción se verá reducido.
 - Generalmente cuanto mayor sea el tiempo que debe transcurrir hasta la fecha de vencimiento, mayor será el valor de la opción, pues aumenta el tiempo de que disponemos para tomar una decisión y en consecuencia se reduce nuestra incertidumbre. Aunque es necesario decir que no siempre ocurre esto. En el caso de aquellos proyectos en los que diferir la toma de decisiones implique una pérdida irrecuperable de flujos de caja, un mayor tiempo hasta la toma de decisión puede implicar la pérdida de valor de la opción (ocurriría con los dividendos en el caso de una opción financiera sobre la acción de una determinada empresa). En nuestro caso de estudio no se producirá esta pérdida, puesto que, en caso de no ser extraído, el crudo permanecerá en el subsuelo y capturaremos su valor en el momento futuro en que decidamos extraerlo.
 - A mayor riesgo o volatilidad, mayor valor de la opción, como resultado de la asimetría entre pérdidas y ganancias posibles. Es necesario decir, no obstante, que en el valor de la opción pueden influir otro tipo de riesgos no asociados al precio que, en conjunto, provoquen una disminución en el valor de la opción. Esto es especialmente relevante en el sector del petróleo, que está expuesto a una larga lista de riesgos. Muchos de ellos, como el riesgo de conflicto internacional, se trasladan a variaciones en los precios; pero hay otros como el riesgo operativo de un pozo que son específicos y pueden influir de forma determinante.
- En cualquier caso, y con el objeto de facilitar el cálculo del valor de la opción evitando aproximaciones excesivamente complejas, en este trabajo sólo consideraremos el riesgo de precio a la hora de llevar a cabo la valoración.

Existen multitud de opciones reales diferentes. En la siguiente tabla aparecen algunas de las más importantes que se han formulado y modelizado, así como su equivalencia con opciones financieras.

Tabla 1: Tipos de opciones reales

Opción real	Ejemplo	Opción financiera	Autores ¹²
Diferir	Posibilidad de esperar para realizar la inversión inicial en el proyecto	European call Máx [S-X,0]	Ingersoll and Ross (1992), Majd and Pindyck (1987), McDonald and Siegel (1986);, Paddock et al. (1988), Titman (1985), Tourinho (1979).
Aprendizaje	Posibilidad de realizar un estudio de mercado con objeto de reducir la incertidumbre sobre los flujos de caja libres	European call Máx [S-X,0]	Brealey and Myers (1991), Chung and Charoenwong (1991), Kester (1984), Kester (1993), Myers (1977), Pindyck (1988), Trigeorgis (1988)
Crecimiento o expansión	Posibilidad de abrir una nueva fábrica ante aumentos de demanda	American call Máx [S-X,0]	Trigeorgis and Mason (1987), Pindick (1988), McDonald y Siegel (1985), Brennan y Scharzt (1985).
Abandono o cierre temporal	Cerrar de forma definitiva una factoría ante una situación desfavorable en el mercado que se puede considerar irreversible o no	American put Máx [X-S,0]	Trigeorgis and Mason (1987), Pindick (1988), McDonald y Siegel (1985), Brennan y Scharzt (1985), Myers and Majd (1990).

Fuente: Elaboración propia

¹² Arango Arango, M. A., Arroyave Cataño, E. T., & Hernández, J. D. (2013). Valoración de proyectos de energía térmica bajo condiciones de incertidumbre a través de opciones reales. *Revista Ingenierías Universidad de Medellín*, 12(23), 83-100.

Todos estos tipos de opciones son susceptibles de valoración. La teoría de opciones reales tiene como objetivo último valorar lo más exactamente posible este tipo de opcionalidades, pues ha quedado demostrado que al añadirlas a un proyecto inversión, éste ve aumentado su valor.

La principal diferencia que existe entre las opciones financieras y las opciones reales es, como hemos visto con anterioridad, la naturaleza del activo subyacente. En el caso de las opciones reales el activo suele ser un proyecto empresarial que no cotiza en mercados organizados, lo que significa que, al contrario de lo que ocurriría con una opción financiera, no es tan sencillo deshacer nuestra posición. Podemos buscar un comprador para nuestro proyecto si queremos hacerlo, pero sin duda será mucho más complicado que poner una orden de venta en NYMEX. Una opción real implica un desembolso inicial importante y difícilmente recuperable (costes hundidos), y precisamente por eso tienen un valor destacado. Este tipo de opciones permiten incluir un factor más dinámico en la evaluación y gestión de un proyecto de inversión, la flexibilidad, que, como veremos más adelante en este trabajo, no se tiene en cuenta en los métodos tradicionales de valoración de proyectos. Las opciones reales permiten a los gestores influir en el desarrollo futuro de los flujos de caja derivados del proyecto, ya sea porque permiten un aumento de la capacidad productiva en situaciones de demanda favorable o porque limitan las pérdidas que se pueden ocasionar en situaciones desfavorables con un cierre temporal.

En palabras de Arango y Cataño, el análisis de opciones reales permite: *“determinar el valor de la flexibilidad implícita en cada proyecto y aprovechar positivamente la incertidumbre para aumentar el valor del proyecto”* (Arango y Cataño, 2013, p.87).

Los métodos tradicionales de valoración de proyectos no han tenido nunca en cuenta esta flexibilidad que tan valiosa resulta en un entorno real para los encargados de gestionar una empresa. En el siguiente apartado explicaremos brevemente los métodos tradicionales de valoración de proyectos con el objeto de establecer una comparativa objetiva con los métodos de valoración mediante el uso de opciones reales, analizando con detalle alguno de estos últimos, con sus ventajas e inconvenientes.

4) Valoración de proyectos: de los métodos tradicionales a la valoración de opciones reales

Tradicionalmente a la hora de acometer un proyecto de inversión el método de valoración más utilizado ha sido el de descuento de flujos de caja (FC)¹³. Para ello se trataba de estimar el valor esperado de los flujos de caja futuros que se obtendrían al llevar a cabo el proyecto, descontándolos a una tasa de descuento ajustada al riesgo¹⁴.

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+r)^i} - I_0$$

Si el resultado obtenido mediante este cálculo es superior al desembolso inicial requerido por el proyecto (I_0), entonces será factible llevar a cabo el mismo, ya que su Valor Actual Neto o Valor Presente Neto es positivo.

Existen varias razones que justifican la utilización de este método para valorar proyectos. Entre ellas destacan, la claridad de la regla de decisión (llevar a cabo el proyecto si los ingresos superan a los pagos), y la precisión de los resultados obtenidos, ya que a pesar de obviar cuestiones importantes aproxima bastante bien el valor actualizado del proyecto. Además tiene en cuenta el valor temporal del dinero y la estructura de riesgo del proyecto.

Sin embargo este método presenta importantes limitaciones que debemos destacar. Una de ellas es que la tasa de descuento ajustada al riesgo no es constante a lo largo del tiempo, lo que implica inexactitudes a la hora de descontar los flujos de caja esperados y, en consecuencia, a la hora de valorar el proyecto, especialmente aquellos con horizonte temporal a muy largo plazo.

¹³ Maya Ochoa, C., Hernández Betancur, J. D., & Gallego Múnera, Ó. M. (2012). La valoración de proyectos de energía eólica en Colombia bajo el enfoque de opciones reales. Cuadernos de Administración, 25(44), 193-231.

¹⁴ Se suele utilizar como tasa de descuento el coste del capital medio ponderado (WACC por sus siglas en inglés), que tiene en cuenta tanto el coste de remuneración del capital propio como el coste financiero, el nivel de endeudamiento y la tasa impositiva a la que se encuentra expuesta la compañía (lo que implica tener en cuenta todas las fuentes de recursos disponibles).

Lo mismo ocurre con los flujos de caja. Según Schubert y Barenbaum¹⁵ (2007), este método asume que los gestores del proyecto pueden tomar decisiones relevantes para el mismo e implementarlas antes del inicio del mismo, pero también que los mismos gestores no pueden modificar estas decisiones más adelante. Por tanto, el método de descuento de flujos no contempla posibles variaciones futuras como consecuencia de modificaciones en la gestión en el proyecto, asume que no existe una gestión activa del mismo. En resumen, es un método estático que asume que los flujos de caja futuros son predecibles y determinísticos¹⁶.

Además, la valoración de proyectos mediante este método requiere de información fiable sobre la que poder apoyarnos para estimar los flujos de caja futuros. Habrá proyectos en los que realizar este cálculo sea relativamente sencillo, pero en otros el cálculo de los flujos esperados puede ser una tarea de enorme complejidad, especialmente, si la incertidumbre asociada a las variables que permiten calcularlos es alta.

En definitiva, el método de descuento de flujos de caja es el más utilizado actualmente por muchas razones, pero no por ello debe ser el mejor método de valoración existente. Su rigidez, obviando futuros desarrollos que puede experimentar el proyecto, es un inconveniente importante que debemos intentar superar explorando diferentes métodos de valoración que sí analicen estos posibles cambios en el futuro, especialmente en aquellos en los que los flujos de caja futuros estén sometidos a un elevado nivel de incertidumbre.

Una alternativa a este método es el conocido como simulaciones de Monte Carlo, que genera miles de escenarios diferentes a partir de los cuales se trata de valorar el verdadero valor del proyecto de inversión. *“Sin embargo, las inversiones futuras del proyecto se toman como dadas en un determinado período de tiempo, por lo cual este método tampoco incluye la flexibilidad existente en las decisiones de un proyecto, la cual consiste en poder introducirle variaciones conforme se reúne más información relevante”* (Ochoa et al., 2012, p. 197).

¹⁵ Schubert, W., & Barenbaum, L. (2007). Real options and public sector capital project decision-making. *Journal of Public Budgeting, Accounting & Financial Management*, 19(2), 139.

¹⁶ Bailey, W., Bhandari, A., Faiz, S., Srinivasan, S., & Weeds, H. (2003). Unlocking the Value of Real Options (*Oilfield Review*).

Otro método que se puede utilizar para valorar un proyecto es el de múltiples comparables¹⁷. Esta perspectiva pretende, a muy grandes rasgos, calcular el valor de un proyecto a partir de la comparación con el valor de otros proyectos similares. Debido a lo específico del tema que nos ocupa no desarrollaremos más este método de valoración. Si bien es cierto que existen proyectos ya no similares, sino exactamente iguales al que pretendemos valorar, también lo es que no existe información pública y disponible de los mismos que podamos utilizar para aplicar este método de valoración.

Incluyendo opciones reales en la valoración solucionamos algunos de estos inconvenientes. Al añadir esta perspectiva en nuestra valoración conseguimos, como comentamos anteriormente, incluir aquellos factores intangibles (como pueden ser la gestión empresarial activa, la estrategia corporativa, etc...) para valorar nuestro proyecto de inversión y que no se cuantifican en el descuento de flujos de caja.

Lo más relevante de las opciones reales es, quizá, la introducción en la valoración del proyecto de la gestión estratégica del mismo que, mediante la toma de decisiones que afecta a los flujos de caja esperados, puede aumentar de forma significativa el valor final del mismo.

Utilizando este tipo de análisis, *“la variabilidad positiva se asume a favor y se rechaza la variabilidad negativa, lo que permite incorporar una asimetría positiva a los flujos de caja del proyecto, asimetría que generalmente le agrega valor a este”* (Ochoa et al., 2012, p. 197).

Además, siguiendo a Arango et al. (2013), podemos considerar que el análisis mediante opciones reales es muy conveniente en el caso de la valoración de un pozo de *shale oil* debido a la naturaleza de la inversión necesaria, normalmente irreversible y asociada a costes hundidos, como los generados por la perforación del pozo.

Por último, merece la pena destacar otro factor característico de la valoración mediante opciones reales. Esto es, la consideración del riesgo como algo positivo, pues a mayor variabilidad de los flujos mayor potencial de ganancia si ejercemos la opción que hayamos definido, mientras que el riesgo de pérdida no se ve afectado; ya que en caso

¹⁷ Clavería Cariñena, T. (2014). El método de valoración por opciones reales: aplicación en el sector energético.

de que el futuro no fuera favorable a la consecución de nuestro proyecto o a los flujos de inversión asociados al mismo, simplemente no la ejerceríamos.

En cuanto a los métodos existentes para valorar opciones reales, algunos autores como Schwartz y Brennan¹⁸ (1985), Pelet¹⁹ (2003), Svendsen y Fleten²⁰ (2009); o más recientemente, Mense²¹ (2015) y Davis y Sims²² (2016) han utilizado modelos de tiempo continuo basados en procesos de Wiener o procesos de reversión a la media para tratar de valorar opciones reales aplicadas al proyectos de inversión relacionados con el sector energético. Otros como Cox, Ross y Rubinstein²³ (1979) presentan un modelo más sencillo basado en el cálculo binomial. La principal fortaleza de este método es, precisamente, su sencillez. Citando a Mascareñas²⁴ (2011), este método de valoración de opciones es *“el más intuitivo y el que utiliza unos cálculos matemáticos muy sencillos”*. Según remarca el autor, de forma totalmente acertada, *“la aplicabilidad de las opciones reales descansa fundamentalmente en que los directivos y empresarios entiendan perfectamente cómo el método obtiene el valor para poder así confiar en sus resultados”*.

Al final, será la toma de decisiones de estos directivos la que determine que el proyecto de inversión propuesto pueda llevarse a término o no. De nada vale aplicar unos métodos matemáticos tremendamente complejos para tratar de ajustar al máximo posible el resultado de la valoración, si este resultado puede ser rechazado por aquellos que tienen que decidir, cuando no comprendan de forma clara el procedimiento utilizado para su obtención. Ese es el factor, por tanto, que determina la importancia del método binomial para la valoración de opciones reales, es decir, aún la aportación de

¹⁸ Brennan, M. J., & Schwartz, E. S. (1985). Evaluating natural resource investments. *Journal of business*, 135-157.

¹⁹ Pelet, M. (2003). Real options in petroleum: geometric Brownian motion and mean-reversion with jumps (Doctoral dissertation, University of Oxford).

²⁰ HEM, Ø. D., SVENDSEN, A., & FLETEN, S. E. (2009). Real option valuation of expansion and abandonment options in offshore petroleum production. ISO 690

²¹ Mense, A. (2015). A Real Options Approach to Amenity Valuation the Role of Uncertainty and Risk Aversion.

²² Davis, R. J., & Sims, C. (2016, May). To Frack or Not to Frack: Option Value Analysis on the US Natural Gas Market. In *2016 Annual Meeting, July 31-August 2, 2016, Boston, Massachusetts* (No. 235642). Agricultural and Applied Economics Association.

²³ Cox, J. C., Ross, S. A., & Rubinstein, M. (1979). Option pricing: A simplified approach. *Journal of financial Economics*, 7(3), 229-263.

²⁴ Mascareñas, J. (2011). Opciones reales: valoración por el método binomial. Monografías sobre Finanzas Corporativas.

un resultado fiable y con una base teórica sólida y un método de cálculo intuitivo y sencillo que facilita su adopción por parte de los directivos que toman las decisiones.

5) Valoración mediante el método binomial

El método de valoración de opciones reales que vamos a utilizar en este documento es el método binomial.

El objetivo de este trabajo es construir un modelo lo más estandarizado posible y que al mismo tiempo sea útil, arrojando resultados que puedan ser utilizados en un entorno real (a pesar de las restricciones y simplificaciones que la estandarización requiere), para finalmente poder valorar si es rentable perforar un pozo de *fracking* dada la situación actual de mercado.

Utilizaremos el modelo binomial por dos razones principalmente. La primera de ellas es su simplicidad. El modelo binomial es, como decíamos anteriormente, un modelo intuitivo y relativamente fácil de entender, a pesar del trasfondo teórico que esconde. Uno de los objetivos es que el modelo de valoración pueda ser utilizado en un entorno real de mercado y, para que esto sea así, será necesario que el responsable de la toma de decisiones entienda su funcionamiento. Esto no sería tan sencillo si basamos nuestro análisis en procesos estocásticos de Wiener, o lo que es lo mismo, asumimos que nuestros flujos de caja se comportarán siguiendo un movimiento browniano geométrico. El nivel matemático requerido para comprender completamente este modelo es tan alto que probablemente un directivo que tenga que decidir si perforar o no un pozo de *fracking* lo descarte para centrarse en modelos que pueda manejar en base a su experiencia, como el de descuento de flujos de caja.

A pesar de ser un modelo mucho más intuitivo, no por ello ajusta de forma incorrecta el resultado de la valoración. Y ahí reside la segunda razón que justifica su uso, en su precisión. El modelo binomial ajustará a la realidad, de una forma bastante aproximada, el valor de nuestro proyecto de inversión, teniendo en cuenta cómo pueden variar los flujos de caja esperados según las decisiones que se tomen a lo largo de toda la vida del proyecto, es decir, cuantificando el valor de la flexibilidad que aportan las opciones reales. En definitiva, con el método binomial incluimos en la valoración el concepto de

gestión estratégica, por lo que el riesgo puede considerarse hasta cierto punto como una oportunidad que añade valor al proyecto.

6) Caracterización del modelo

A lo largo de este trabajo vamos a valorar un pozo de *shale oil* utilizando la metodología de las opciones reales, es decir, tomaremos como prima o precio de la opción lo que tenemos que pagar por perforar el pozo. Posteriormente hallaremos, mediante un modelo de cálculo binomial, los flujos de caja esperados (el valor del activo subyacente o precio spot) y el precio de ejercicio (que será el coste de inyectar el fluido de fracturación, es decir, de empezar a producir). Cuando la diferencia actualizada entre la corriente de ingresos y el coste de iniciar la producción, teniendo en cuenta tanto la variabilidad en el precio del petróleo como el coste de inyección (o coste de finalización del pozo), sea mayor que el coste de perforación entonces merecerá la pena perforar el pozo. Esto es, cuando el valor teórico de la prima de la opción real supera a su precio de mercado.

En este caso ya conocemos, como veremos más adelante, lo que nos cuesta la opción (coste de perforación), lo que vamos a calcular en base a los flujos de ingresos y costes esperados es el valor teórico del activo subyacente, para comprobar si en el entorno de precios y costes actual nos merece la pena comprar la opción perforando el pozo al precio de mercado hoy, con el objetivo de obtener un beneficio futuro ejerciendo la opción de iniciar la extracción y posterior venta del crudo.

Siendo teóricamente estrictos, estaríamos ante una opción real de diferir (*call option*). Esto es, cuando los ingresos teóricos derivados de la explotación del pozo no cubran los costes de inyección que nos permiten empezar a producir decidiremos esperar para realizar dicha inyección, estaremos tomando la decisión de diferir el inicio de nuestro proyecto.

6.1) Determinación de la volatilidad asociada al proyecto

Como ya hemos visto a lo largo de este trabajo, una de las variables más importantes que debemos considerar y analizar más exhaustivamente es la volatilidad. Ya vimos que

podíamos calcular la volatilidad asociada a un proyecto de inversión mediante tres métodos diferentes:

1. El método de la cartera réplica podría ser una opción interesante, debido a lo específico del proyecto que estamos valorando (el objeto del mismo está perfectamente delimitado y acotado, por lo que no sería difícil encontrar proyectos similares), algo que en cualquier otro caso sería difícil (los proyectos pueden tener distinta madurez, riesgo específico, etc...). El problema de este método es la obtención de información fiable, en términos de riesgo, de compañías privadas.
2. Otra opción sería estimar la volatilidad implícita del proyecto mediante simulaciones de Monte Carlo. Para ello, debemos estimar la rentabilidad futura del proyecto para después extraer su volatilidad. Este método requiere modelar el proceso estocástico que siguen las variables que más influyen en los flujos de caja esperados. Existe un gran número de variables que influyen de una forma u otra en la rentabilidad de un pozo de *shale oil*, aunque lo cierto es que será el precio del petróleo lo que determinará el volumen de esos flujos, y los movimientos de las distintas variables que pueden afectar a los mismos (el volumen de stocks, el volumen de importaciones y exportaciones, etc...) trasladarán ese impacto indirectamente por medio de su influencia en el precio. Por tanto modelar detalladamente los flujos esperados no tiene mucho sentido en este caso concreto, debido a la elevadísima correlación entre éstos y el precio del petróleo.
3. La tercera y última opción es calcular la volatilidad asociada al factor predominante. Como en nuestro pozo los ingresos vendrán determinados por el precio del crudo, la rentabilidad del mismo estará determinada por los cambios en esta variable. Podemos, por tanto, utilizar la volatilidad asociada a la rentabilidad del precio del crudo como volatilidad del proyecto para construir nuestro modelo de cálculo binomial.

Llegados a este punto debemos explicar una peculiaridad, relacionada con el mercado del petróleo, necesaria para entender cómo vamos a calcular los flujos de caja esperados para un pozo de *shale oil* en EEUU.

Como sabemos el petróleo es una *commodity*, es decir, es un producto susceptible de ser comprado y vendido (tiene valor) y su nivel de diferenciación es muy escaso o nulo. Esto último no es estrictamente así en el caso del petróleo, puesto que existen diferentes calidades o tipos de crudos. Generalmente, y sin entrar en mucho detalle al respecto, los crudos se distinguen por su densidad (medida en grados API) entre ligeros, medios y pesados; y por la cantidad de azufre que contienen (en términos porcentuales) entre dulces y ácidos. Cuanto más ligero y más dulce mejor valorado estará en el mercado, debido a la composición de productos derivados que se obtendrán tras su paso por una refinería. Los crudos dulces y ligeros contienen una mayor proporción de productos derivados con mayor valor añadido, como el GLP (gases licuados del petróleo) o la nafta.

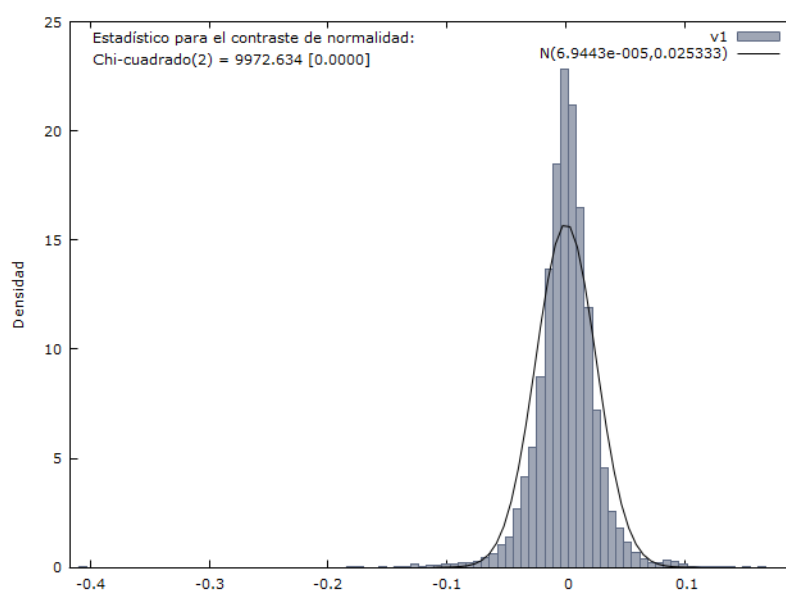
Las especificaciones de un crudo dependerán del área geográfica y del pozo del que haya sido extraído. Sería imposible poner un precio exacto para tipo de crudo, debido a la enorme cantidad de calidades distintas que podemos encontrar. Es por ello que el precio de todos los tipos de petróleo (independientemente de su calidad) se fija con respecto a un crudo de referencia más/menos un diferencial dependiendo de la calidad del primero. Estos crudos de referencia suelen estar asociados a grandes zonas geográficas. El Brent (crudo ligero y dulce del mar del Norte), por ejemplo, es el crudo de referencia utilizado en Europa; el Dubai (crudo pesado y ácido) se utiliza sobre todo en Asia; mientras que en el mercado de EEUU (NYMEX) la referencia utilizada es el West Texas Intermediate (WTI), de mayor calidad que el Brent.

El crudo que se produce en los pozos de *shale oil* de EEUU es un crudo dulce y ligero, que se referencia al WTI. Como el diferencial que se aplica dependerá de la operación en concreto, lo obviaremos para centrarnos en el precio spot del WTI que publica la U.S. Energy Information Administration (en adelante EIA). Este será el precio que determine los flujos de caja futuros que esperamos obtener, y por tanto debemos estudiar su volatilidad para calcular la volatilidad asociada al proyecto.

Para hallar la volatilidad vamos a analizar la serie histórica de precios spot diarios del WTI, desde el día 2 de enero de 1986 hasta el día 28 de agosto de este mismo año (una muestra de 7984 observaciones).

Para ello debemos, una vez calculada la tasa de variación logarítmica, estudiar la serie para tratar de ver cómo se distribuye. Elaboramos un histograma (gráfico 4) y realizamos los contrastes de normalidad de Doornik-Hansen, Shapiro-Wilk, Lilliefors y Jarque-Bera. Vemos que en todos los casos rechazamos la hipótesis nula de normalidad. Esto puede deberse a la existencia de un valor extremo, de una rentabilidad diaria de -40% aproximadamente, como consecuencia del inicio de la conocida operación militar Tormenta del Desierto, que supuso la entrada de EEUU en la Guerra del Golfo.

Gráfico 4: Histograma serie de precios spot WTI (completa)



Fuente: EIA y elaboración propia

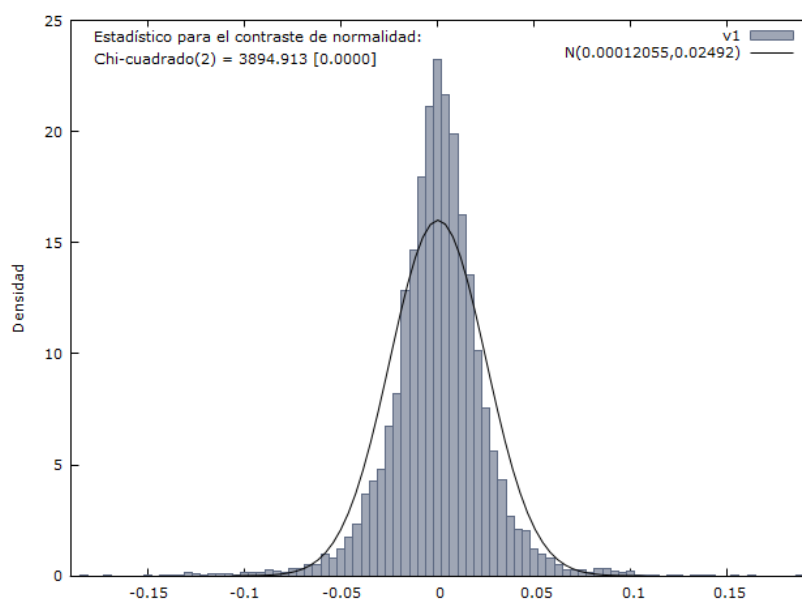
Tabla 2: Contrastes de normalidad serie de precios WTI (completa)

Contraste de Doornik-Hansen = 9972.63, con valor p 0
W de Shapiro-Wilk = 0.91852, con valor p 3.96745e-054
Contraste de Lilliefors = 0.068149, con valor p ~ = 0
Contraste de Jarque-Bera = 61616.7, con valor p 0

Fuente: EIA y elaboración propia

Vamos a proceder a eliminar este último dato, claramente un atípico muy fácilmente identificable, repitiendo el proceso.

Gráfico 5: *Histograma serie de precios spot WTI (ex-Operación Tormenta del Desierto)*



Fuente: EIA y elaboración propia

Tabla 3: *Contrastes de normalidad serie de precios WTI (ex-Operación Tormenta del Desierto)*

Contraste de Doornik-Hansen = 3894.91, con valor p 0
W de Shapiro-Wilk = 0.936248, con valor p 8.00169e-050
Contraste de Lilliefors = 0.0643122, con valor p ~ = 0
Contraste de Jarque-Bera = 11174.1, con valor p 0

Fuente: EIA y elaboración propia

Vemos que en este segundo caso la distribución se acerca a una normal, aunque con una clara caracterización leptocúrtica. Para analizar con más detalle la posible normalidad en la distribución del precio del crudo calculamos el contraste de normalidad de Lilliefors para los rendimientos logarítmicos de cada año. El resultado obtenido nos muestra que, si bien en algunos años rechazamos con rotundidad la hipótesis nula de normalidad, en otros, no podemos rechazarla con igual nivel de rotundidad. Esto puede deberse a que el precio del petróleo es una variable tremendamente “psicológica”, es decir, no está influida únicamente por una serie de variables fácilmente cuantificables y modelables; sino que se ve afectada, especialmente hoy en día que los mercados financieros están más interrelacionados y conectados que nunca antes en la historia, por las expectativas de los agentes que intervienen en los mismos, y que están asociadas a

euforias, pánicos, tensiones geopolíticas, etc... más allá de las meras interrelaciones entre la oferta y la demanda.

Debido la dificultad para estimar la volatilidad asociada a este tipo de proyectos, vamos a realizar nuestros cálculos basándonos en varios escenarios diferentes. En primer lugar calculamos la volatilidad diaria para cada uno de los años que se consideran en la serie original (1986-2017). Como el dato obtenido para cada año está calculado en base a datos diarios debemos anualizar dichas volatilidades, por lo que multiplicamos cada dato por la raíz cuadrada de t (siendo t el período de tiempo usado para calcular la volatilidad, 252 días en este caso, puesto que la serie es diaria). Tomaremos como volatilidad base del proyecto el promedio de esta nueva serie de volatilidades anuales.

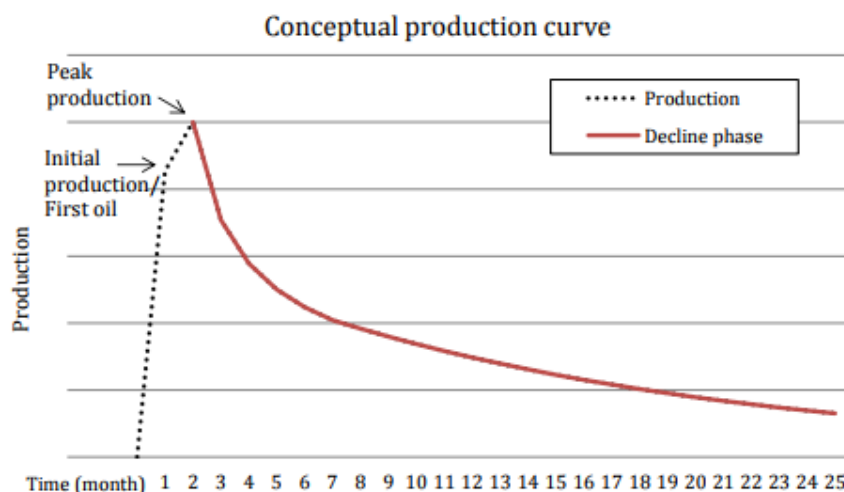
Adicionalmente calcularemos la desviación típica de esta nueva serie de volatilidades y utilizaremos dos nuevos escenarios de volatilidad, aplicando en nuestro modelo la volatilidad base más y menos dos desviaciones típicas.

6.2) Estimación de los flujos de caja esperados

Una vez realizado determinada la volatilidad, podemos pasar a calcular la primera parte de nuestro modelo binomial. Para ello partiremos del precio medio del WTI del último mes (agosto de 2017), que tomaremos como base para estimar los flujos de caja futuros que esperamos obtener en el futuro. Este precio oscilará, según el modelo que pretendemos construir, según un coeficiente de ascenso u y de descenso d que debemos calcular. Estos, a su vez, dependerán del tipo de modelo binomial que determinemos, esto es, de la volatilidad, del período de tiempo considerado y de los sub-períodos en los que dividiremos el árbol.

Como ya explicamos anteriormente en este trabajo, un pozo de *shale oil* alcanza su nivel máximo de producción alrededor de su primer año de funcionamiento, agotando prácticamente la totalidad de sus reservas antes del tercero. En el siguiente gráfico podemos observar la curva teórica de producción de un pozo de *fracking*.

Gráfico 6: Curva teórica de producción de un pozo de shale oil de referencia



Fuente: "Decline curve analysis of shale oil production: The case of Eagle Ford"

Por esta razón para construir nuestro modelo binomial, utilizaremos un horizonte temporal de cuatro años, y dividiremos nuestro árbol en 16 subperíodos, es decir, será un árbol binomial trimestral. El objetivo de elegir este horizonte temporal concreto es dotar al modelo del mayor realismo posible, dando la oportunidad de diferir la entrada en producción del pozo hasta dicho período de tiempo.

Tabla 4: Parámetros del modelo binomial. Caso Base.

Volatilidad	0,37834195
Coefficiente u	1,20824752
Coefficiente d	0,82764499
t/n	0,25

Una vez determinado esto, podemos calcular los coeficientes de crecimiento y decrecimiento u y d :

$$u = e^{\sigma\sqrt{t}/n} ; d = \frac{1}{u} = e^{-\sigma\sqrt{t}/n}$$

Smith and McCardle²⁵ (1999) ponen en duda las bondades del método binomial para modelizar el precio del crudo alegando que, debido al tamaño de los árboles binomiales

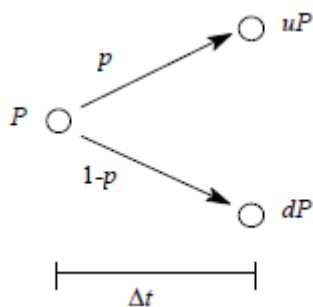
²⁵ Smith, J. E., & McCardle, K. F. (1999). Options in the real world: Lessons learned in evaluating oil and gas investments. *Operations Research*, 47(1), 1-15.

cuando se consideran horizontes temporales largos, se pueden asumir niveles de precios nada realistas para el crudo.

El tamaño de los árboles binomiales crece a medida que aumenta la longitud del horizonte temporal considerado. Al considerar proyectos a largo plazo, el modelo puede asumir niveles poco realistas del precio del petróleo, tanto al alza como a la baja²⁶.

Por esa razón vamos a introducir en nuestro modelo una restricción, estableciendo un precio máximo y mínimo para el precio de crudo, puesto que no sería razonable que en nuestro árbol el precio del crudo WTI, que utilizamos como referencia, alcanzara valores muy cercanos a cero o superiores a doscientos dólares por barril, algo que no ha ocurrido nunca en la historia. Es por ello que tomamos 150\$/bbl como precio máximo y 15\$/bbl como mínimo.

En base a lo anterior construiremos el árbol binomial en base al siguiente esquema²⁷:



Aquí podemos ver el resultado obtenido en esta primera parte del árbol para el caso base. A lo largo del trabajo iremos mostrando los resultados para este caso base en cada una de las fases de construcción del modelo. Los resultados para los escenarios alternativos se reflejarán en los anexos.

²⁶ Kvalevåg, T. (2009). How do discounted cash flow analysis and real options differ as basis for decision making about oil and gas field developments?.

²⁷ Lund, M. W. (1999, June). Real options in offshore oil field development projects. In 3rd Annual Real Options Conference, Leiden.

Tabla 5: Árboles binomiales precios WTI. Caso Base.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
48.0370	58.0405	70.1273	84.7312	102.3762	123.6958	149.4552	180.5788	218.1839	263.6202	318.5185	384.8491	464.9930	561.8266	678.8257	820.1894	990.9918
		39.7575	48.0370	58.0405	70.1273	84.7312	102.3762	123.6958	149.4552	180.5788	218.1839	263.6202	318.5185	384.8491	464.9930	561.8266
			32.9051	39.7575	48.0370	58.0405	70.1273	84.7312	102.3762	123.6958	149.4552	180.5788	218.1839	263.6202	318.5185	384.8491
				27.2338	32.9051	39.7575	48.0370	58.0405	70.1273	84.7312	102.3762	123.6958	149.4552	180.5788	218.1839	263.6202
					22.5399	27.2338	32.9051	39.7575	48.0370	58.0405	70.1273	84.7312	102.3762	123.6958	149.4552	180.5788
						18.6550	22.5399	27.2338	32.9051	39.7575	48.0370	58.0405	70.1273	84.7312	102.3762	123.6958
							15.4397	18.6550	22.5399	27.2338	32.9051	39.7575	48.0370	58.0405	70.1273	84.7312
								12.7786	15.4397	18.6550	22.5399	27.2338	32.9051	39.7575	48.0370	58.0405
									10.5762	12.7786	15.4397	18.6550	22.5399	27.2338	32.9051	39.7575
										8.7533	10.5762	12.7786	15.4397	18.6550	22.5399	27.2338
											7.2446	8.7533	10.5762	12.7786	15.4397	18.6550
												5.9960	7.2446	8.7533	10.5762	12.7786
													4.9625	5.9960	7.2446	8.7533
														4.1072	4.9625	5.9960
															3.3993	4.1072
																2.8134
																2.3285

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
48.0370	58.0405	70.1273	84.7312	102.3762	123.6958	149.4552	180.5788	218.1839	263.6202	318.5185	384.8491	464.9930	561.8266	678.8257	820.1894	990.9918
		39.7575	48.0370	58.0405	70.1273	84.7312	102.3762	123.6958	149.4552	180.5788	218.1839	263.6202	318.5185	384.8491	464.9930	561.8266
			32.9051	39.7575	48.0370	58.0405	70.1273	84.7312	102.3762	123.6958	149.4552	180.5788	218.1839	263.6202	318.5185	384.8491
				27.2338	32.9051	39.7575	48.0370	58.0405	70.1273	84.7312	102.3762	123.6958	149.4552	180.5788	218.1839	263.6202
					22.5399	27.2338	32.9051	39.7575	48.0370	58.0405	70.1273	84.7312	102.3762	123.6958	149.4552	180.5788
						18.6550	22.5399	27.2338	32.9051	39.7575	48.0370	58.0405	70.1273	84.7312	102.3762	123.6958
							15.4397	18.6550	22.5399	27.2338	32.9051	39.7575	48.0370	58.0405	70.1273	84.7312
								12.7786	15.4397	18.6550	22.5399	27.2338	32.9051	39.7575	48.0370	58.0405
									10.5762	12.7786	15.4397	18.6550	22.5399	27.2338	32.9051	39.7575
										8.7533	10.5762	12.7786	15.4397	18.6550	22.5399	27.2338
											7.2446	8.7533	10.5762	12.7786	15.4397	18.6550
												5.9960	7.2446	8.7533	10.5762	12.7786
													4.9625	5.9960	7.2446	8.7533
														4.1072	4.9625	5.9960
															3.3993	4.1072
																2.8134
																2.3285

Una vez estimado el entorno de precios que vamos a considerar, debemos tomar también un valor para la producción que esperamos obtener con la explotación del pozo. Que un pozo de *shale oil* sea rentable o no dependerá, en último término, de la cantidad de reservas que contenga, al igual que ocurriría en un pozo tradicional. Si tomáramos valores de producción estimada muy elevados los resultados obtenidos serían claramente positivos, pero lo mismo ocurriría usando el método de descuento de flujos de caja.

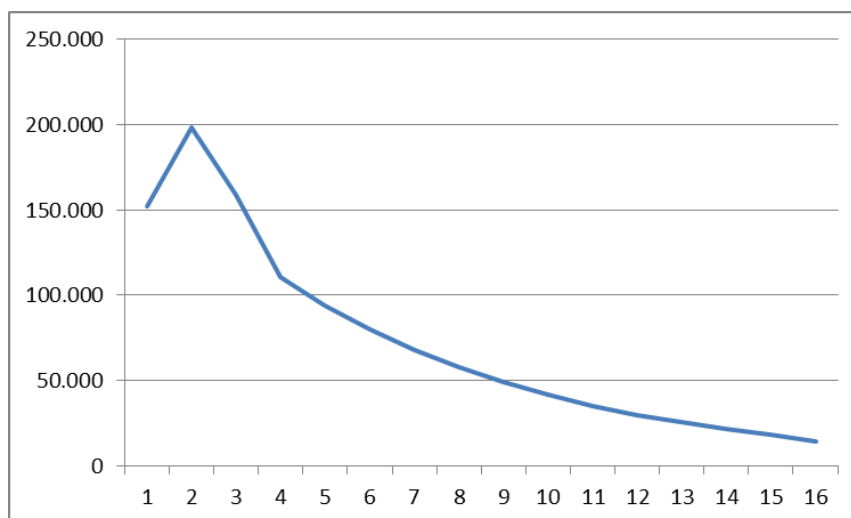
Es por ello que, con objeto de acercarnos lo máximo posible a una situación real de mercado, usaremos el volumen de producción media de un pozo de *shale oil*. Según datos de la EIA, la producción media de pozos nuevos en agosto de 2017 fue de 1.410 bbl/d, 1.177 bbl/d y 599 bbl/d en las cuencas *Eagle Ford*, *Bakken* y Pérmica respectivamente. En este trabajo trataremos de valorar pozos perforados en cada una de estas tres cuencas, por lo que realizaremos estimaciones tanto de flujos de caja como de costes de perforación e inyección para dichas regiones.

Partiremos de los valores de producción especificados anteriormente para cada una de las cuencas. Ésta producción aumentará durante los tres primeros trimestres, llegando al nivel máximo de producción alrededor del mes noveno mes. A partir de este momento consideramos que comienza el declino del pozo, por lo que actualizaremos los volúmenes de producción de acuerdo a una tasa que determinamos basándonos en el

estudio de Lund²⁸ (2014) sobre dichas ratios de declino de producción en la cuenca *Eagle Ford*. Según este estudio la tasa acumulada de caída de la producción de un pozo de *shale oil* durante los primeros dos años llega a un 90%. Debido a restricciones en las bases de datos, vamos a asumir la misma tasa de declino para las tres cuencas consideradas. A partir de este momento, mostraremos en el cuerpo del trabajo los resultados para la cuenca *Eagle Ford*, mientras que los resultados obtenidos para el las otras dos cuencas consideradas aparecerán en los anexos.

La producción estimada para un pozo en *Eagle Ford*, ajustada a la tasa de declino que hemos determinado es la siguiente:

Gráfico 7: Curva de producción estimada. Cuenca *Eagle Ford*.



Fuente: Elaboración propia

Una vez determinada la producción por pozo y cuenca, actualizamos el nuestro árbol binomial con el objetivo de reflejar los flujos de caja en términos absolutos en dólares que esperamos obtener. A continuación podemos observar la primera fase de construcción de nuestro modelo ya completada.

²⁸ Lund, L. (2014). Decline curve analysis of shale oil production: The case of *Eagle Ford*.

Tabla 6: Árbol binomial de flujos de caja esperados en \$. Cuenca Eagle Ford.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
6.095.889,78	8.838.412,44	13.882.686,85	13.418.977,54	11.348.412,41	11.655.964,47	11.970.796,61	10.212.369,89	8.680.429,40	7.378.364,99	6.271.610,24	5.320.868,71	4.531.238,40	3.851.552,64	3.273.819,74	2.782.746,78	2.226.197,43
	6.054.279,14	9.509.588,06	9.191.948,93	7.774.304,64	7.984.291,64	8.199.950,47	8.421.434,33	8.648.900,55	7.378.364,99	6.271.610,24	5.320.868,71	4.531.238,40	3.851.552,64	3.273.819,74	2.782.746,78	2.226.197,43
		6.514.031,21	6.296.450,30	5.325.369,31	5.469.209,62	5.616.595,10	5.768.650,71	5.924.464,21	6.084.486,30	6.248.830,65	5.320.868,71	4.531.238,40	3.851.552,64	3.273.819,74	2.782.746,78	2.226.197,43
			4.313.044,68	3.647.857,87	3.746.387,93	3.847.579,33	3.951.503,95	4.058.225,61	4.167.850,14	4.280.425,35	4.396.041,35	4.514.780,14	3.851.552,64	3.273.819,74	2.782.746,78	2.226.197,43
				2.498.768,86	2.586.261,58	2.635.577,31	2.706.765,28	2.779.876,07	2.854.961,60	2.932.075,23	3.011.271,72	3.093.607,35	3.176.139,88	3.261.928,65	2.782.746,78	2.226.197,43
					1.757.879,49	1.805.360,50	1.854.123,99	1.904.204,61	1.955.637,91	2.008.480,46	2.062.709,76	2.118.424,35	2.175.643,82	2.234.408,81	2.294.761,06	2.218.111,48
						1.236.665,13	1.270.067,83	1.304.372,36	1.339.604,59	1.375.787,83	1.412.948,39	1.451.112,68	1.490.307,80	1.530.561,59	1.571.902,66	1.519.397,99
							1.021.226,99	893.490,55	917.624,08	942.409,47	967.864,31	994.006,71	1.020.855,21	1.048.428,91	1.076.747,39	1.040.781,88
								868.042,94	737.836,50	645.546,92	662.983,40	680.890,84	699.281,97	718.169,84	737.567,89	712.931,66
									737.836,50	627.161,02	533.086,87	466.407,65	479.005,51	491.943,63	505.231,22	488.355,49
										627.161,02	533.086,87	453.123,84	385.155,26	336.979,53	346.081,48	334.521,67
											533.086,87	453.123,84	385.155,26	327.381,97	278.274,68	229.146,08
												453.123,84	385.155,26	327.381,97	278.274,68	222.619,74
													385.155,26	327.381,97	278.274,68	222.619,74
														327.381,97	278.274,68	222.619,74
															278.274,68	222.619,74
																222.619,74

6.3) Determinación de costes. La prima y el precio de ejercicio.

Una vez tenemos construida la primera parte de nuestro modelo binomial, toca calcular los costes asociados a la realización del proyecto. En un primer momento podríamos pensar que una aproximación bastante correcta para tratar de deducir costes a los precios que hemos estimado, sería utilizar los precios asociados al break-even (punto muerto) estimado para los pozos de cada región considerada. Pero esto no sería correcto. El cálculo del punto muerto tiene en cuenta todos los costes fijos (incluyendo también el coste de perforación), por lo que si lo utilizáramos estaríamos teniendo en cuenta el precio de la prima junto con el precio de ejercicio al tomar la decisión de si diferir o no la inyección de líquidos en nuestro pozo (estaríamos teniendo en cuenta dos veces el coste de perforación: a lo largo de todo cálculo del árbol y al comparar el valor actualizado de los flujos esperados con la prima de la opción).

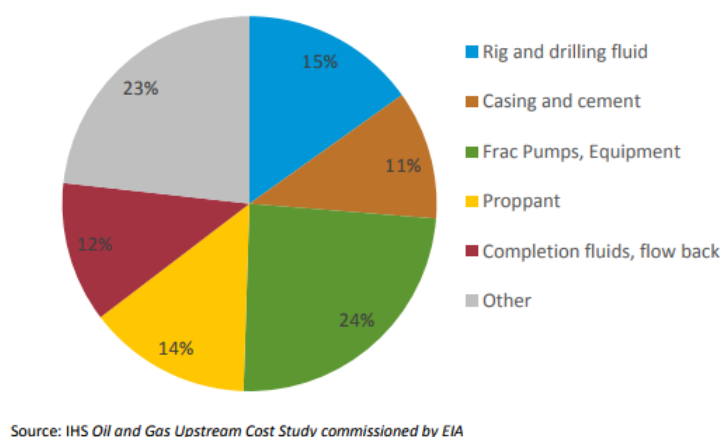
La forma más correcta realizar los cálculos es tratando los costes totales en dólares, puesto que ya hemos calculado los flujos de caja que obtendremos en términos absolutos (teniendo en cuenta el volumen de producción del pozo y hallando la cantidad total de ingresos que obtendríamos teóricamente en cada momento).

Como ya hemos explicado anteriormente, el coste total de un pozo de *shale oil* se divide en varias sub-etapas. Principalmente dos, la perforación y la inyección del fluido de extracción.

Existen algunos estudios que proporcionan información más detallada sobre los costes asociados a la perforación de pozos de petróleo utilizando la tecnología de fracturación hidráulica. Uno de los más completos al respecto, y que utilizaremos como base de

nuestro estudio de costes para construir este modelo, es el informe “*Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs*” (Marzo, 2016) elaborado la consultora IHS Markit para la EIA. En este informe se realiza un estudio detallado de los costes asociados a la perforación de pozos de *shale oil*. En la siguiente gráfica podemos observar el porcentaje del coste total del pozo que representa cada una de las fases necesarias para su consecución.

Gráfico 8: Costes asociados a la perforación de pozos de shale oil en EEUU



En este estudio se hace un análisis en profundidad de los distintos tipos de costes que escapa al objetivo de este trabajo. De las categorías descritas en el gráfico podemos distinguir dos grandes grupos, los relacionados con la perforación del pozo y los que se encuadran dentro de la terminación del mismo (inyección de fluidos, etc...). Los costes de perforación son aquellos referidos al coste de la plataforma (*rig*) y fluidos de perforación, así como los costes de cimentación y revestimiento de la tubería. Los costes de terminación del pozo son los que se corresponden a las unidades y equipos utilizados en la fracturación hidráulica, fluidos de terminación (agua, arena y productos químicos), eliminación de flujos posteriores, y *proppants* (material sólido, normalmente arena, arena tratada o materiales cerámicos, diseñados para mantener abierta la fractura generada por el proceso de fracturación hidráulica)²⁹.

En nuestro modelo, los primeros, es decir, los costes de perforación serán considerados como la prima de la opción. Mientras que los costes de terminación serán, como

²⁹ Barati, R., & Liang, J. T. (2014). A review of fracturing fluid systems used for hydraulic fracturing of oil and gas wells. *Journal of Applied Polymer Science*, 131(16).

explicamos anteriormente, los que consideraremos para determinar el precio de ejercicio en nuestro modelo. La parte del coste total correspondiente a otros costes la dividiremos a partes iguales entre las dos grandes categorías de costes especificadas, con el objetivo de simplificar el modelo.

De esta forma podemos determinar que, del coste total de un pozo de *shale oil* (independientemente de la cuenca en la se encuentre), un 38% corresponderá a la fase de perforación y un 62% a la fase de finalización.

Será necesario determinar, por tanto, un coste total por pozo para cada una de las cuencas consideradas en este trabajo. La consultora especializada IHS Markit realiza una estimación del coste total de un pozo de *shale oil* para cada una de las cuencas de EEUU³⁰. Además realiza una comparación entre su estimación y otros datos publicados tanto por organismos públicos, operadores de pozos, empresas, etc... Para optimizar el resultado del análisis vamos a considerar como coste total del pozo el promedio de los costes reportados por distintos organismos recogidos en este informe y la estimación de IHS Markit.

Tabla 7: Coste de un pozo en MM\$ (Cuenca Eagle Ford)

Fuente	Coste (MM\$)
IHS Markit	7,5
Operadores	5,9-9,6
EP Energy	7,2
Chesapeake	6,1
Low Energy	5,5-6
NE Core-Marathon	7,3
Western Curve (Operadores)	5,5-7,2
Grassy Edge (Operadores)	7-7,6
Coste total (promedio)	6,87
Coste total (ajustado a 2017)	5,50
Coste de Perforación	2,09
Coste de Finalización	3,41

Fuente: Informe HIS "Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs" y elaboración propia

Como ya hemos explicado anteriormente el coste de perforación será la prima de la opción, consideramos que es constante. Sin embargo, el coste de finalización del pozo

³⁰ US Energy Information Administration (2016). "Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs"

no será constante, puesto que dependerá del momento en que decidamos ejercer la opción.

Citando a Mascareñas³¹: “*Uno de los problemas con los que tiene que lidiar la fractura hidráulica proviene de la escasez de equipos especializados de perforación horizontal - máquinas y trabajadores- cuando aumenta el deseo de abrir nuevos pozos porque el precio del crudo asciende. Unido a este problema está el de la escasez de arena (necesaria para la inyección del agua y productos químicos) e incluso la de los camioneros que la transportan*”. Esto implica que el coste total de un pozo de *fracking* estará sujeto a ciertas tensiones inflacionarias que debemos reflejar en nuestro modelo. Lo haremos utilizando la previsión de inflación, dada por la variación porcentual media esperada del índice de precios al consumo, para EEUU que publica el Fondo Monetario Internacional.

Tabla 8: Inflación (variación del índice de precios al consumidor)

2018	2019	2020	2021
2,38%	2,64%	2,32%	2,18%

Fuente: Fondo Monetario Internacional

En nuestro modelo la ajustamos trimestralmente para que se refleje en cada período el aumento de los costes de finalización como consecuencia del aumento de precios.

Por último, es necesario destacar que una serie de factores, asociados al aumento de la eficiencia en las tecnologías de fracturación hidráulica, presionan a la baja el coste total de un pozo de *shale oil*. Según recoge el informe de IHS Markit, durante los últimos años se han alcanzado importantes mejoras en este tipo de tecnologías que han permitido, además de aumentar la producción, reducir los costes totales. Durante los últimos años esta tendencia de reducción de costes se ha acentuado aún más, impulsada por relevantes mejoras tecnológicas. Según las estimaciones de IHS Markit los costes totales de un pozo de *shale oil* cayeron entre un 15 y un 18% en 2015 de media respecto a 2014, y entre un 3 y un 5% adicional en 2016. Vamos a reflejar esta disminución de costes totales ajustando, en primer lugar, el dato usado como referencia para nuestro modelo, puesto que es el coste de un pozo en 2014. En consecuencia ajustaremos el

³¹ Mascareñas, J. (2017): “El *fracking* o fractura hidráulica”. Monografía no publicada. Agosto.

coste de un pozo, en cada cuenca considerada, un 16.5% por la disminución de costes estimada en 2015 y un 4% por la reducción de costes de 2016.

Además, consideramos que el coste de finalización entre 2018 y 2021 va a disminuir un 4 % anual, tomando el último valor proporcionado por el informe de IHS (debido a la enorme dificultad para encontrar fuentes fiables que proporcionen este tipo de información).

Ahora que hemos determinado todas las hipótesis y restricciones asociadas a nuestro modelo de costes podemos calcular la segunda fase de nuestro modelo binomial. A continuación mostramos el árbol con los diferentes precios de ejercicio teniendo en cuenta todo lo anterior. De nuevo, los resultados que aquí aparecen corresponden a los costes asociados a la perforación y finalización de un pozo en la cuenca *Eagle Ford*, reflejando el resto de escenarios en los anexos.

Tabla 9: Árbol binomial de costes de finalización en \$ (Cuenca Eagle Ford)

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16																								
	3.398.662,44	3.384.704,05	3.370.802,95	3.356.959,02	3.345.298,87	3.333.679,23	3.322.099,94	3.310.560,88	3.296.497,28	3.282.493,43	3.268.549,07	3.254.663,95	3.239.677,85	3.224.760,75	3.209.912,34	3.195.132,30																								
	3.398.662,44	3.384.704,05	3.370.802,95	3.356.959,02	3.345.298,87	3.333.679,23	3.322.099,94	3.310.560,88	3.296.497,28	3.282.493,43	3.268.549,07	3.254.663,95	3.239.677,85	3.224.760,75	3.209.912,34	3.195.132,30																								
		3.384.704,05	3.370.802,95	3.356.959,02	3.345.298,87	3.333.679,23	3.322.099,94	3.310.560,88	3.296.497,28	3.282.493,43	3.268.549,07	3.254.663,95	3.239.677,85	3.224.760,75	3.209.912,34	3.195.132,30																								
			3.370.802,95	3.356.959,02	3.345.298,87	3.333.679,23	3.322.099,94	3.310.560,88	3.296.497,28	3.282.493,43	3.268.549,07	3.254.663,95	3.239.677,85	3.224.760,75	3.209.912,34	3.195.132,30																								
				3.356.959,02	3.345.298,87	3.333.679,23	3.322.099,94	3.310.560,88	3.296.497,28	3.282.493,43	3.268.549,07	3.254.663,95	3.239.677,85	3.224.760,75	3.209.912,34	3.195.132,30																								
					3.345.298,87	3.333.679,23	3.322.099,94	3.310.560,88	3.296.497,28	3.282.493,43	3.268.549,07	3.254.663,95	3.239.677,85	3.224.760,75	3.209.912,34	3.195.132,30																								
						3.333.679,23	3.322.099,94	3.310.560,88	3.296.497,28	3.282.493,43	3.268.549,07	3.254.663,95	3.239.677,85	3.224.760,75	3.209.912,34	3.195.132,30																								
							3.322.099,94	3.310.560,88	3.296.497,28	3.282.493,43	3.268.549,07	3.254.663,95	3.239.677,85	3.224.760,75	3.209.912,34	3.195.132,30																								
								3.322.099,94	3.296.497,28	3.282.493,43	3.268.549,07	3.254.663,95	3.239.677,85	3.224.760,75	3.209.912,34	3.195.132,30																								
									3.322.099,94	3.268.549,07	3.254.663,95	3.239.677,85	3.224.760,75	3.209.912,34	3.195.132,30																									
										3.322.099,94	3.239.677,85	3.224.760,75	3.209.912,34	3.195.132,30																										
											3.322.099,94	3.209.912,34	3.195.132,30																											
												3.322.099,94	3.195.132,30																											
													3.322.099,94	3.195.132,30																										
														3.322.099,94	3.195.132,30																									
															3.322.099,94	3.195.132,30																								
																3.322.099,94	3.195.132,30																							
																	3.322.099,94	3.195.132,30																						
																		3.322.099,94	3.195.132,30																					
																			3.322.099,94	3.195.132,30																				
																				3.322.099,94	3.195.132,30																			
																					3.322.099,94	3.195.132,30																		
																						3.322.099,94	3.195.132,30																	
																							3.322.099,94	3.195.132,30																
																								3.322.099,94	3.195.132,30															
																									3.322.099,94	3.195.132,30														
																										3.322.099,94	3.195.132,30													
																											3.322.099,94	3.195.132,30												
																												3.322.099,94	3.195.132,30											
																													3.322.099,94	3.195.132,30										
																														3.322.099,94	3.195.132,30									
																															3.322.099,94	3.195.132,30								
																																3.322.099,94	3.195.132,30							
																																	3.322.099,94	3.195.132,30						
																																		3.322.099,94	3.195.132,30					
																																			3.322.099,94	3.195.132,30				
																																				3.322.099,94	3.195.132,30			
																																				3.322.099,94	3.195.132,30			
																																					3.322.099,94	3.195.132,30		
																																						3.322.099,94	3.195.132,30	
																																						3.322.099,94	3.195.132,30	
																																							3.322.099,94	3.195.132,30
																																							3.322.099,94	3.195.132,30
																																							3.322.099,94	3.195.132,30
																																							3.322.099,94	3.195.132,30
																																							3.322.099,94	3.195.132,30
																																							3.322.099,94	3.195.132,30
																																							3.322.099,94	3.195.132,30
																																							3.322.099,94	3.195.132,30
																																						</		

Vamos a ver qué ocurre en el caso que estamos tomando como base de nuestro estudio, es decir, el escenario que denominamos “Caso Base” para la cuenca *Eagle Ford*.

En la tabla 10³², podemos ver el árbol binomial que resulta como diferencia, en cada nodo, de los flujos de caja que se espera obtener del pozo y el coste de finalización.

Tabla 10: Árbol binomial FC-C.Finalización (\$) Cuenca Eagle Ford. Caso Base.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	5.439.749,99	10.497.982,80	10.048.174,55	7.992.453,40	8.310.665,60	8.637.117,39	6.890.169,94	5.369.868,53	4.081.867,71	2.989.116,81	2.062.319,63	1.276.574,45	611.874,79	49.058,99	0,00	0,00
	2.655.616,69	6.124.886,01	5.821.145,95	4.417.345,61	4.638.992,71	4.866.272,24	5.099.334,39	5.338.339,68	4.081.867,71	2.989.116,81	2.062.319,63	1.276.574,45	611.874,79	49.058,99	0,00	0,00
		3.129.377,85	2.925.647,31	1.968.410,30	2.123.910,74	2.283.255,87	2.446.550,77	2.613.903,34	2.787.989,02	2.966.337,21	2.062.319,63	1.276.574,45	611.874,79	49.058,99	0,00	0,00
			942.241,69	290.898,85	401.089,06	513.900,10	629.404,01	747.674,73	871.352,85	997.931,96	1.127.492,28	1.260.116,19	611.874,79	49.058,99	0,00	0,00
				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37.167,90	0,00	0,00
					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
										0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
											0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
												0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
													0,00	0,00	0,00	0,00
														0,00	0,00	0,00
															0,00	0,00
																0,00

En la tabla 11 comenzamos a actualizar los flujos de la tabla anterior en base a la siguiente fórmula:

$$VAN_1^{15} = \frac{FNC_1^{16} x p + FNC_2^{16} x q}{1 + r_f}$$

Donde p es igual a³³:

$$p = \frac{(1 + r_f) - d}{u - d}$$

Hemos considerado aquí como tasa libre de riesgo (r_f), la media de agosto de la rentabilidad del bono estadounidense a 10 años.

Como podemos observar en la tabla, al principio todos los valores son cero, pues al final del horizonte temporal definido y en base a los supuestos adoptados, los costes de finalización del pozo superan a los ingresos esperados de la explotación del mismo. A partir del nodo 14 empezamos a obtener resultados positivos.

³² En las tablas 10 y 11 la numeración que aparece en el extremo derecho de la tabla es meramente informativa y su objetivo es simplificar la explicación del procedimiento de actualización. Debido al horizonte temporal utilizado (16 nodos) no podemos utilizar la nomenclatura clásica de este tipo de ejemplos (por ejemplo, VAN_{uu})

³³ Mascareñas, J. (2013). Opción Real de Diferir un Proyecto de Inversión (Real Option to Defer an Investment Project).

Siempre que el valor actualizado de los flujos netos de caja que esperamos obtener en el futuro sea superior al valor que obtendríamos por ejercer la opción en el momento actual, inyectando el fluido de extracción y finalizando el pozo, decidiremos retrasar el inicio de la producción. En caso contrario finalizaríamos el pozo hoy para poder empezar a producir.

A modo de ejemplo, si nos fijamos la tabla 11, vemos que el valor actualizado de los flujos netos de caja esperados en el penúltimo trimestre de 2021 (FNC_1^{14} y FNC_2^{14}), es decir, VAN_1^{13} sería 48.788,98\$; mientras que el valor de la opción en ese mismo nodo (FNC_1^{13} de la tabla 10) es de 611.874.79\$. En consecuencia la decisión que tomaríamos sería ejercer la opción en ese momento y no esperar un período más.

Continuamos realizando este proceso de derecha a izquierda en todo el árbol binomial, hasta llegar al inicio de éste. De esta forma obtenemos, como dijimos anteriormente, el valor intrínseco de la opción (ajustado a la tasa libre de riesgo), que compararemos con la prima que debemos pagar por ella, es decir, con el coste de perforación del pozo.

Siempre que el primero sea mayor que el segundo nos interesará perforar el pozo y extraer el petróleo.

Tabla 11: Árbol binomial de cálculo del valor actualizado de la opción (\$) Cuenca Eagle Ford. Caso Base.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
6.162.039,43	8.123.861,09	10.497.982,80	10.048.174,55	7.992.453,40	8.310.665,60	8.637.117,39	6.890.169,94	5.369.868,53	4.081.867,71	2.989.116,81	2.062.319,63	1.276.574,45	611.874,79	49.058,99	0,00	0,00
	4.504.487,80	6.124.884,01	5.821.145,95	4.417.345,62	4.638.992,77	4.866.271,24	5.099.334,39	5.338.339,68	4.081.867,71	2.989.116,81	2.062.319,63	1.276.574,45	611.874,79	49.058,99	0,00	0,00
		3.129.327,85	2.925.647,31	1.968.410,30	2.123.910,74	2.283.255,87	2.446.550,77	2.613.903,34	2.787.989,02	2.966.337,22	2.062.319,63	1.276.574,45	611.874,79	49.058,99	0,00	0,00
			942.241,69	290.898,85	401.089,06	513.900,10	629.404,01	747.674,73	871.352,85	997.931,96	1.127.492,28	1.260.116,19	611.874,79	49.058,99	0,00	0,00
				17,50	37,64	80,99	174,24	374,85	806,45	1.734,98	3.732,61	8.030,28	17.276,25	37.167,90	0,00	0,00
					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
										0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
											0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
												0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
													0,00	0,00	0,00	0,00
														0,00	0,00	0,00
															0,00	0,00
																0,00

Una vez explicado el procedimiento que se ha seguido para realizar el análisis, vamos a detallar, a lo largo del siguiente epígrafe, las principales conclusiones obtenidas del mismo para cada una de las cuencas y de los escenarios considerados.

7) Conclusiones

Con objeto de simplificar la explicación de las principales conclusiones obtenidas tras el análisis realizado a lo largo de este trabajo, reflejaremos en la siguiente tabla un resumen de los principales resultados arrojados por el modelo binomial.

Tabla 12: Cuadro resumen de resultados obtenidos

CUENCA	ESCENARIO	COSTE DE PERFORACIÓN	VALOR DE LA OPCIÓN	DECISIÓN
<i>Eagle Ford</i>	Caso Base	2.091.641,60	6.162.039,43	Perforar
	Escenario -2DT	2.091.641,60	6.162.039,43	Perforar
	Escenario +2DT	2.091.641,60	6.162.039,43	Perforar
<i>Bakken</i>	Caso Base	2.398.788,00	4.099.027,23	Perforar
	Escenario -2DT	2.398.788,00	4.099.027,23	Perforar
	Escenario +2DT	2.398.788,00	4.110.125,91	Perforar
<i>Pérmica</i>	Caso Base	2.132.256,00	823.898,70	No Perforar
	Escenario -2DT	2.132.256,00	633.409,21	No Perforar
	Escenario +2DT	2.132.256,00	1.063.395,98	No Perforar

Como podemos observar en el cuadro resumen, para la cuenca *Eagle Ford*, será rentable en todos los escenarios analizados perforar el pozo y extraer el crudo. Esto se debe a dos razones principalmente. La cuenca *Eagle Ford* tiene los costes totales, y por tanto de perforación, más bajos de todas las cuencas analizadas. Además, la producción estimada es mayor que en el caso de las otras dos cuencas³⁴, por lo que ambos factores unidos hacen que esta sea, con diferencia, la cuenca más rentable a la hora de perforar un pozo de *shale oil*.

Como vemos en la tabla anterior, el valor actualizado de la opción es el mismo para los tres escenarios de volatilidad que hemos propuesto a lo largo de este trabajo. Esto puede parecer llamativo, al menos a priori, aunque la razón que explica esa igualdad en el resultado se esconde tras la decisión de limitar la evolución en el precio del crudo en nuestro modelo binomial, tanto al alza como a la baja. Al limitar el crecimiento en el precio de crudo WTI a un máximo de 150\$/bbl y a un mínimo de 15\$/bbl, se produce cierto sesgo en el modelo que hace que para el horizonte temporal analizado, la

³⁴ Recordemos que los pozos nuevos perforados en el mes de agosto de 2017 en la cuenca *Eagle Ford* produjeron una media de 1.410 bbl/d, mientras que en las cuencas de *Bakken* y *Pérmica* ese dato fue de 1.177 bbl/d y 599 bbl/d respectivamente.

volatilidad deje de ser determinante en la decisión, puesto que su efecto se pierde debido a las limitaciones anteriormente citadas.

Para el caso de la cuenca *Bakken* los resultados son similares, es decir, para los tres escenarios de volatilidad la decisión óptima es la de perforar un pozo y extraer el crudo, puesto que el valor intrínseco actualizado de la opción es mayor que la prima o precio que debemos pagar por ella. Si bien es rentable, como decimos, ejercer la opción; la rentabilidad esperada será menor en este caso que en el anterior para la cuenca *Eagle Ford*. Esto se debe a que la producción esperada en esta cuenca es menor y el coste total asociado a la perforación y finalización de un pozo de *shale oil* es el mayor de las tres cuencas consideradas. Vemos que vuelve a ocurrir lo mismo que en el caso anterior, el valor de los flujos actualizados es el mismo en el Caso Base y en el Escenario -2DT, debido de nuevo a la limitación que establecemos en la variabilidad del precio del crudo WTI en nuestro modelo. Observamos, no obstante que en el Escenario +2DT el valor actualizado de la opción es 4.110.125,91\$, un poco mayor. Algo lógico, tal y como comentamos al principio de este trabajo, puesto que a mayor riesgo o volatilidad, mayor valor de la opción, como resultado de la asimetría entre pérdidas y ganancias posibles.

Por último en el caso de la cuenca Pérmica, vemos que no es rentable perforar el pozo. El valor intrínseco actualizado de la opción es inferior a la prima que deberíamos pagar por ella, es decir, el coste de perforación. Por lo tanto decidiríamos, en base a los resultados obtenidos en nuestro modelo de cálculo binomial (y para los tres escenarios considerados), no perforar el pozo de *shale oil*.

No obstante, en este caso es necesario destacar como los resultados obtenidos cumplen con lo que esperaríamos obtener en base a la teoría explicada a lo largo de este trabajo, es decir, el valor intrínseco actualizado de la opción es mayor cuanto mayor sea la volatilidad (en el Escenario +2DT) y menor cuanto menor sea el riesgo asociado al proyecto (en el Escenario -2DT).

Además en el caso de la cuenca Pérmica se pone de manifiesto la importancia de utilizar este tipo de métodos de valoración para analizar la rentabilidad de un proyecto, con el objetivo de complementar los resultados obtenidos mediante los métodos tradicionales de valoración. Si nos fijamos en los cálculos realizados en todos los escenarios para la

valoración de un pozo de *shale oil* en la cuenca Pérmica, veremos claramente que el proyecto no será rentable, sin necesidad de realizar cálculos complejos; pues únicamente los flujos de ingresos ya muestran que no merecerá la pena llevar a cabo el proyecto. Sin embargo, si aplicamos nuestro modelo binomial obtenemos que la opción que estamos valorando tiene un valor intrínseco nada despreciable: 823.898,70\$, 633.409,21\$ y 1.063.395,98\$ en el Caso Base, Escenario -DT y Escenario +DT respectivamente. Si bien es cierto que la decisión que tomemos será no llevar a cabo el proyecto, también lo es que estos valores positivos reflejan la importancia de la flexibilidad aportada por este método de valoración, teniendo en cuenta intangibles como la gestión activa del proyecto que añaden un enorme valor al mismo.

Finalmente, y de cara a futuras investigaciones relacionadas con este campo de estudio, sería interesante explorar la posibilidad de aplicar métodos de valoración asociados a simulaciones de escenarios combinados con métodos relacionados con opciones reales, como el modelo binomial utilizado en este trabajo. De esta forma estaríamos teniendo en cuenta el valor que aporta a un proyecto la gestión empresarial activa, la flexibilidad y otros intangibles de los que hemos hablado a lo largo de este trabajo; y eliminando el sesgo asociado a la limitación del crecimiento y decrecimiento del precio del crudo, necesario para dotar de realidad al modelo matemático pero que inevitablemente tiene un efecto en el resultado final arrojado por el modelo.

8) Bibliografía

- Arango Arango, M. A., Arroyave Cataño, E. T., & Hernández, J. D. (2013). Valoración de proyectos de energía térmica bajo condiciones de incertidumbre a través de opciones reales. *Revista Ingenierías Universidad de Medellín*, 12(23), 83-100.
- Bailey, W., Bhandari, A., Faiz, S., Srinivasan, S., & Weeds, H. (2003). *Unlocking the Value of Real Options* (Oilfield Review).
- Barati, R., & Liang, J. T. (2014). A review of fracturing fluid systems used for hydraulic fracturing of oil and gas wells. *Journal of Applied Polymer Science*, 131(16).

- BP statistical review of world energy (2017).
- Brennan, M. J., & Schwartz, E. S. (1985). Evaluating natural resource investments. *Journal of business*, 135-157.
- Brown, J. P. (2014). Production of natural gas from shale in local economies: a resource blessing or curse?. *Economic Review-Federal Reserve Bank of Kansas City*, 5.
- Clavería Cariñena, T. (2014). El método de valoración por opciones reales: aplicación en el sector energético.
- Cox, J. C., Ross, S. A., & Rubinstein, M. (1979). Option pricing: A simplified approach. *Journal of financial Economics*, 7(3), 229-263.
- Davis, R. J., & Sims, C. (2016, May). To Frack or Not to Frack: Option Value Analysis on the US Natural Gas Market. In 2016 Annual Meeting, July 31-August 2, 2016, Boston, Massachusetts (No. 235642). Agricultural and Applied Economics Association.
- HEM, Ø. D., SVENDSEN, A., & FLETEN, S. E. (2009). Real option valuation of expansion and abandonment options in offshore petroleum production.
- Hull, J. C. (2006). *Options, futures, and other derivatives*. Pearson Education India.
- Kvalevåg, T. (2009). How do discounted cash flow analysis and real options differ as basis for decision making about oil and gas field developments?.
- Lund, M. W. (1999, June). Real options in offshore oil field development projects. In 3rd Annual Real Options Conference, Leiden.
- Lund, L. (2014). Decline curve analysis of shale oil production: The case of *Eagle Ford*.
- Mascareñas, J. (2007). Opciones reales en la valoración de proyectos de inversión. *Monografías sobre Finanzas Corporativas*.
- Mascareñas, J. (2011). Opciones reales: valoración por el método binomial. *Monografías sobre Finanzas Corporativas*.
- Mascareñas, J. (2012). Mercado de Derivados de Derivados Financieros: Futuros y Opciones. *Monografías sobre Finanzas Corporativas*.
- Mascareñas, J. (2013). Opción Real de Diferir un Proyecto de Inversión (Real Option to Defer an Investment Project).

- Mascareñas, J. (2017): “El *fracking* o fractura hidráulica”. Monografía no publicada. Agosto.
- McDonald, R. L. *Derivatives Markets*, (2013).
- Maya Ochoa, C., Hernández Betancur, J. D., & Gallego Múnera, Ó. M. (2012). La valoración de proyectos de energía eólica en Colombia bajo el enfoque de opciones reales. *Cuadernos de Administración*, 25(44), 193-231.
- Mense, A. (2015). A Real Options Approach to Amenity Valuation the Role of Uncertainty and Risk Aversion.
- Merino, P.A. & García, R. (2015). El mercado del petróleo: Una revisión del último ciclo y perspectivas a medio y largo plazo. *Información Comercial Española*, ICE: Revista de economía, ISSN 0019-977X, N° 886, págs. 13-24.
- Montgomery, C. T., & Smith, M. B. (2010). Hydraulic fracturing: history of an enduring technology. *Journal of Petroleum Technology*, 62(12), 26-40.
- Pelet, M. (2003). Real options in petroleum: geometric Brownian motion and mean-reversion with jumps (Doctoral dissertation, University of Oxford).
- Schubert, W., & Barenbaum, L. (2007). Real options and public sector capital project decision-making. *Journal of Public Budgeting, Accounting & Financial Management*, 19(2), 139.
- Smith, J. E., & McCardle, K. F. (1999). Options in the real world: Lessons learned in evaluating oil and gas investments. *Operations Research*, 47(1), 1-15.
- US Energy Information Administration Short-Term Energy Outlook (2017)
- US Energy Information Administration: “Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs” (2016).
- Yergin, D. (2011). Stepping on the Gas. *The Wall Street Journal*, 2.
- <http://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/The-Real-History-Of-Fracking.html>

9) Anexos

Anexo 1: Árboles binomiales precios WTI. Caso Base.

[illegible][illegible]

Anexo 2: Producción estimada por cuenca (bbls)

	Producción media de nuevos pozos (agosto 2017)	2018 1T	2018 2T	2018 3T	2018 4T	2019 1T	2019 2T	2019 3T	2019 4T	2020 1T	2020 2T	2020 3T	2020 4T	2021 1T	2021 2T	2021 3T	2021 4T
Eagle Ford	126.900,00	152.280,00	197.964,00	158.371,20	110.859,84	94.230,86	80.096,23	68.081,80	57.869,53	49.189,10	41.810,73	35.539,12	30.208,26	25.677,02	21.825,46	18.551,65	14.841,32
Bakken	105.930,00	127.116,00	165.250,80	132.200,64	92.540,45	78.659,38	66.860,47	56.831,40	48.306,69	41.060,69	34.901,59	29.666,35	25.216,40	21.433,94	18.218,85	15.486,02	12.388,81
Permian	53.991,00	64.789,20	84.225,96	67.380,77	47.166,54	40.091,56	34.077,82	28.966,15	24.621,23	20.928,04	17.788,84	15.120,51	12.852,43	10.924,57	9.285,88	7.893,00	6.314,40

Anexo 3: Árbol binomial de flujos de caja esperados en \$ Cuenca Eagle Ford. Caso Base.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
6.095.889,78	8.838.412,44	13.882.686,85	13.418.977,54	11.349.412,41	11.655.964,47	11.970.796,61	10.212.269,89	8.680.429,40	7.378.364,99	6.271.610,24	5.330.868,71	4.531.238,40	3.851.552,64	3.273.819,74	2.782.746,78	2.226.197,43
	6.054.279,14	9.509.588,06	9.191.948,93	7.774.304,64	7.984.291,64	8.199.950,47	8.421.434,33	8.648.900,55	7.378.364,99	6.271.610,24	5.330.868,71	4.531.238,40	3.851.552,64	3.273.819,74	2.782.746,78	2.226.197,43
		6.514.031,91	6.296.450,30	5.325.369,31	5.469.209,62	5.616.935,10	5.768.650,71	5.924.464,21	6.084.486,30	6.248.830,65	5.330.868,71	4.531.238,40	3.851.552,64	3.273.819,74	2.782.746,78	2.226.197,43
			4.313.044,68	3.647.857,87	3.746.387,93	3.847.579,33	3.951.503,95	4.058.235,61	4.167.850,14	4.280.425,39	4.396.041,35	4.514.780,14	3.851.552,64	3.273.819,74	2.782.746,78	2.226.197,43
				2.498.768,86	2.566.261,58	2.635.577,31	2.706.765,28	2.779.876,07	2.854.961,60	2.932.075,23	3.011.271,72	3.092.607,35	3.176.139,88	3.261.928,65	2.782.746,78	2.226.197,43
					1.757.879,49	1.805.360,50	1.854.123,99	1.904.204,61	1.955.637,91	2.008.460,46	2.062.709,76	2.118.424,35	2.175.643,82	2.234.408,81	2.294.761,06	2.218.111,48
						1.236.665,13	1.270.067,93	1.304.372,96	1.339.604,59	1.375.787,83	1.412.948,39	1.451.112,68	1.490.307,80	1.530.561,59	1.571.902,66	1.519.397,99
							1.021.226,99	893.490,55	917.624,08	942.409,47	967.864,31	994.006,71	1.020.855,21	1.048.428,91	1.076.747,39	1.040.781,88
								868.042,94	737.836,50	645.546,92	662.983,40	680.890,84	699.281,97	718.169,84	737.567,89	712.931,66
									737.836,50	627.161,02	533.086,87	466.407,65	479.005,51	491.943,63	505.231,22	488.355,49
										627.161,02	533.086,87	453.123,84	385.155,26	336.979,53	346.081,48	334.521,67
											533.086,87	453.123,84	385.155,26	327.381,97	278.274,68	229.146,08
												453.123,84	385.155,26	327.381,97	278.274,68	222.619,74
													385.155,26	327.381,97	278.274,68	222.619,74
														327.381,97	278.274,68	222.619,74
															278.274,68	222.619,74
																222.619,74

Anexo 4: Árbol binomial de flujos de caja esperados en \$ Cuenca Bakken. Caso Base.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
5.088.554,80	7.377.880,45	11.588.597,46	11.201.515,29	9.473.942,13	9.729.837,01	9.992.643,70	8.524.710,39	7.246.003,84	6.159.103,26	5.235.237,77	4.449.952,11	3.782.459,29	3.215.090,40	2.732.826,84	2.322.902,81	1.858.322,25
	5.053.820,24	7.938.145,49	7.672.995,67	6.489.614,58	6.664.901,60	6.844.923,19	7.029.807,24	7.219.685,07	6.159.103,26	5.235.237,77	4.449.952,11	3.782.459,29	3.215.090,40	2.732.826,84	2.322.902,81	1.858.322,25
		5.437.599,68	5.255.973,05	4.445.361,48	4.565.432,42	4.688.746,53	4.815.391,41	4.945.457,01	5.079.035,73	5.216.222,46	4.449.952,11	3.782.459,29	3.215.090,40	2.732.826,84	2.322.902,81	1.858.322,25
			3.600.321,69	3.045.055,82	3.127.303,97	3.211.773,67	3.298.524,93	3.387.619,37	3.479.120,29	3.573.092,69	3.669.603,31	3.768.720,73	3.215.090,40	2.732.826,84	2.322.902,81	1.858.322,25
				2.085.851,74	2.142.191,41	2.200.052,83	2.259.477,12	2.320.506,47	2.383.184,26	2.447.555,00	2.513.664,41	2.581.559,47	2.651.288,39	2.722.900,73	2.322.902,81	1.858.322,25
					1.467.393,02	1.507.027,88	1.547.733,29	1.589.538,17	1.632.472,22	1.676.565,93	1.721.850,63	1.768.358,48	1.816.122,54	1.865.176,71	1.915.555,86	1.851.572,49
						1.032.308,41	1.060.191,46	1.088.827,64	1.118.237,30	1.148.441,33	1.179.461,18	1.211.318,88	1.244.037,08	1.277.639,00	1.312.148,53	1.268.320,17
							852.471,04	745.842,82	765.988,33	786.677,97	807.926,45	829.748,86	852.160,70	875.177,89	898.816,79	868.794,52
								724.600,38	615.910,33	538.871,44	553.426,57	568.374,84	583.726,86	599.493,55	615.686,11	595.120,97
									615.910,33	523.523,78	444.995,21	389.334,62	399.850,70	410.650,82	421.742,66	407.655,61
										523.523,78	444.995,21	378.245,93	321.509,04	281.294,26	288.892,13	279.242,56
											444.995,21	378.245,93	321.509,04	273.282,68	232.290,28	191.280,10
												378.245,93	321.509,04	273.282,68	232.290,28	185.832,22
													321.509,04	273.282,68	232.290,28	185.832,22
														273.282,68	232.290,28	185.832,22
															232.290,28	185.832,22
																185.832,22

Anexo 5: Árbol binomial de flujos de caja esperados en \$ Cuenca Pérmica. Caso Base.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2.593.563,32	3.760.399,73	5.906.541,73	5.709.251,51	4.828.732,27	4.959.158,22	5.093.107,01	4.344.922,49	3.693.184,11	3.139.206,50	2.668.325,52	2.268.076,69	1.927.865,19	1.638.685,41	1.392.882,60	1.183.950,21	947.160,17
	2.575.859,61	4.045.958,78	3.910.815,72	3.307.663,37	3.397.004,65	3.488.759,07	3.582.991,81	3.679.769,82	3.139.206,50	2.668.325,52	2.268.076,69	1.927.865,19	1.638.685,41	1.392.882,60	1.183.950,21	947.160,17
		2.771.466,48	2.678.894,00	2.265.736,92	2.326.935,35	2.389.786,78	2.454.335,86	2.520.628,43	2.588.711,58	2.658.633,69	2.268.076,69	1.927.865,19	1.638.685,41	1.392.882,60	1.183.950,21	947.160,17
			1.835.032,27	1.552.021,23	1.593.941,93	1.636.994,92	1.681.210,79	1.726.620,95	1.773.257,66	1.821.154,04	1.870.344,12	1.920.862,84	1.638.685,41	1.392.882,60	1.183.950,21	947.160,17
				1.063.128,68	1.091.844,20	1.121.335,34	1.151.623,04	1.182.728,83	1.214.674,80	1.247.483,64	1.281.178,66	1.315.783,79	1.351.323,63	1.387.823,40	1.183.950,21	947.160,17
					747.909,15	768.110,47	788.857,44	810.164,78	832.047,65	854.521,58	877.602,54	901.306,93	925.651,58	950.653,79	976.331,32	943.719,91
						526.152,77	540.364,36	554.959,82	569.949,50	585.344,06	601.154,43	617.391,84	634.067,84	651.194,26	668.783,27	646.444,58
							434.492,25	380.145,38	390.413,25	400.958,47	411.788,51	422.911,08	434.334,07	446.065,61	458.114,01	442.812,09
								369.318,41	313.920,65	274.655,04	282.073,58	289.692,49	297.517,20	305.553,26	313.806,37	303.324,61
									313.920,65	266.832,55	226.807,67	198.438,26	203.798,16	209.302,83	214.956,18	207.776,21
										266.832,55	226.807,67	192.786,52	163.868,54	143.371,65	147.244,17	142.325,92
											226.807,67	192.786,52	163.868,54	139.288,26	118.395,02	97.492,72
												192.786,52	163.868,54	139.288,26	118.395,02	94.716,02
													163.868,54	139.288,26	118.395,02	94.716,02
														139.288,26	118.395,02	94.716,02
															118.395,02	94.716,02
																94.716,02

Anexo 6: Cuadro de costes estimados

	Coste total ³⁵	Coste de perforación (prima)	Costes de inyección (precio de ejercicio)
<i>Eagle Ford</i>	5.504.320,00	2.091.641,60	3.412.678,40
Bakken	6.312.600,00	2.398.788,00	3.913.812,00
<i>Pérmica</i>	5.611.200,00	2.132.256,00	3.478.944,00

	2018 1T	2018 2T	2018 3T	2018 4T	2019 1T	2019 2T	2019 3T	2019 4T
<i>Eagle Ford</i>	3.398.662,44	3.384.704,05	3.370.802,99	3.356.959,02	3.345.298,87	3.333.679,23	3.322.099,94	3.310.560,88
Bakken	3.897.737,88	3.881.729,77	3.865.787,41	3.849.910,52	3.836.538,15	3.823.212,22	3.809.932,58	3.796.699,06
<i>Pérmica</i>	3.464.655,89	3.450.426,46	3.436.255,47	3.422.142,69	3.410.256,13	3.398.410,86	3.386.606,74	3.374.843,61

	2020 1T	2020 2T	2020 3T	2020 4T	2021 1T	2021 2T	2021 3T	2021 4T
<i>Eagle Ford</i>	3.296.497,28	3.282.493,43	3.268.549,07	3.254.663,95	3.239.677,85	3.224.760,75	3.209.912,34	3.195.132,30
Bakken	3.780.570,31	3.764.510,07	3.748.518,05	3.732.593,97	3.715.407,24	3.698.299,65	3.681.270,83	3.664.320,42
<i>Pérmica</i>	3.360.506,94	3.346.231,17	3.332.016,04	3.317.861,31	3.302.584,22	3.287.377,47	3.272.240,74	3.257.173,70

³⁵ Dato de 2014 ajustado a las disminuciones recogidas para los años 2015 y 2016 en el informe de la US Energy Information Administration: “Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs” (2016).

Anexo 7: Árbol binomial FC-C.Finalización (\$) Cuenca Eagle Ford. Caso Base

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	5.439.749,99	10.497.982,80	10.048.174,55	7.992.453,40	8.310.665,60	8.637.117,39	6.890.169,94	5.369.868,53	4.081.867,71	2.989.116,81	2.062.319,63	1.276.574,45	611.874,79	49.058,99	0,00	0,00
	2.655.616,69	6.124.884,01	5.821.145,95	4.417.345,62	4.638.992,77	4.866.271,24	5.099.334,39	5.338.339,68	4.081.867,71	2.989.116,81	2.062.319,63	1.276.574,45	611.874,79	49.058,99	0,00	0,00
		3.129.327,85	2.925.647,31	1.968.410,30	2.123.910,74	2.283.255,87	2.446.550,77	2.613.903,34	2.787.989,02	2.966.337,22	2.062.319,63	1.276.574,45	611.874,79	49.058,99	0,00	0,00
			942.241,69	290.898,85	401.089,06	513.900,10	629.404,01	747.674,73	871.352,85	997.931,96	1.127.492,28	1.260.116,19	611.874,79	49.058,99	0,00	0,00
				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37.167,90	0,00	0,00
					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
										0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
											0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
												0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
													0,00	0,00	0,00	0,00
														0,00	0,00	0,00
															0,00	0,00
																0,00

Anexo 8: Árbol binomial de cálculo del valor actualizado de la opción (\$) Cuenca Eagle Ford. Caso Base.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
6.162.039,43	8.123.861,09	10.497.982,80	10.048.174,55	7.992.453,40	8.310.665,60	8.637.117,39	6.890.169,94	5.369.868,53	4.081.867,71	2.989.116,81	2.062.319,63	1.276.574,45	611.874,79	49.058,99	0,00	
	4.504.487,80	6.124.884,01	5.821.145,95	4.417.345,62	4.638.992,77	4.866.271,24	5.099.334,39	5.338.339,68	4.081.867,71	2.989.116,81	2.062.319,63	1.276.574,45	611.874,79	49.058,99	0,00	
		3.129.327,85	2.925.647,31	1.968.410,30	2.123.910,74	2.283.255,87	2.446.550,77	2.613.903,34	2.787.989,02	2.966.337,22	2.062.319,63	1.276.574,45	611.874,79	49.058,99	0,00	
			942.241,69	290.898,85	401.089,06	513.900,10	629.404,01	747.674,73	871.352,85	997.931,96	1.127.492,28	1.260.116,19	611.874,79	49.058,99	0,00	
				17,50	37,64	80,99	174,24	374,85	806,45	1.734,98	3.732,61	8.030,28	17.276,25	37.167,90	0,00	
					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
										0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
											0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
												0,00	0,00	0,00	0,00	
													0,00	0,00	0,00	
														0,00	0,00	
															0,00	
																0,00

Anexo 9: Árbol binomial FC-C.Finalización (\$) Cuenca Bakken. Caso Base

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	3.480.142,58	7.706.867,70	7.335.727,89	5.624.031,61	5.893.298,86	6.169.431,48	4.714.777,82	3.449.304,77	2.378.532,95	1.470.727,71	701.434,05	49.865,32	0,00	0,00	0,00	0,00
	1.156.082,37	4.056.415,73	3.807.208,26	2.639.704,06	2.828.363,45	3.021.710,97	3.219.874,66	3.422.986,01	2.378.532,95	1.470.727,71	701.434,05	49.865,32	0,00	0,00	0,00	0,00
		1.555.869,91	1.390.185,65	595.450,95	728.894,28	865.534,31	1.005.458,83	1.148.757,94	1.298.465,42	1.451.712,40	701.434,05	49.865,32	0,00	0,00	0,00	0,00
			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36.126,76	0,00	0,00	0,00	0,00
				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
										0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
											0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
												0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
													0,00	0,00	0,00	0,00
														0,00	0,00	0,00
															0,00	0,00
																0,00

Anexo 10: Árbol binomial de cálculo del valor de la opción (\$) Cuenca Bakken. Caso Base.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
4.099.027,23	5.730.879,36	7.706.867,70	7.335.727,89	5.624.031,61	5.893.298,86	6.169.431,48	4.714.777,82	3.449.304,77	2.378.532,95	1.470.727,71	701.434,05	49.865,32	0,00	0,00	0,00	
	2.709.601,09	4.056.415,73	3.807.208,26	2.639.704,06	2.828.363,45	3.021.710,97	3.219.874,66	3.422.986,01	2.378.532,95	1.470.727,71	701.434,05	49.865,32	0,00	0,00	0,00	
		1.555.869,91	1.390.185,65	595.450,95	728.894,28	865.534,31	1.005.458,83	1.148.757,94	1.298.465,42	1.451.712,40	701.434,05	49.865,32	0,00	0,00	0,00	
			36,59	78,72	169,36	364,35	783,86	1.686,38	3.628,05	7.805,34	16.792,31	36.126,76	0,00	0,00	0,00	
				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
										0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
											0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
												0,00	0,00	0,00	0,00	
													0,00	0,00	0,00	
														0,00	0,00	
															0,00	

Anexo 11: Árbol binomial FC-C.Finalización (\$) Cuenca Pérmica. Caso Base.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	295.743,84	2.456.115,27	2.272.996,03	1.406.589,59	1.548.902,08	1.694.696,15	958.315,75	318.340,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,00	595.532,32	474.560,25	0,00	0,00	90.348,21	196.385,07	304.926,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
										0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
											0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
												0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
													0,00	0,00	0,00	0,00
														0,00	0,00	0,00
															0,00	0,00
																0,00

Anexo 12: Árbol binomial de cálculo del valor de la opción (\$) Cuenca Pérmica. Caso Base.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
823.898,70	1.457.083,89	2.456.115,27	2.272.996,03	1.406.589,59	1.548.902,08	1.694.696,15	958.315,75	318.340,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	276.813,14	595.532,32	474.560,25	19.722,07	42.429,82	91.282,99	196.385,07	304.926,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
										0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
											0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
												0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
													0,00	0,00	0,00	0,00
														0,00	0,00	0,00
															0,00	0,00

Anexo 13: Árboles binomiales precios WTI. Escenario -2DT.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
48,0370	50,7994	53,7207	56,8100	60,0770	63,5318	67,1853	71,0489	75,1347	79,4555	84,0247	88,8567	93,9666	99,3703	105,0848	111,1279	117,5185
	45,4247	48,0370	50,7994	53,7207	56,8100	60,0770	63,5318	67,1853	71,0489	75,1347	79,4555	84,0247	88,8567	93,9666	99,3703	105,0848
		42,9545	45,4247	48,0370	50,7994	53,7207	56,8100	60,0770	63,5318	67,1853	71,0489	75,1347	79,4555	84,0247	88,8567	93,9666
			40,6187	42,9545	45,4247	48,0370	50,7994	53,7207	56,8100	60,0770	63,5318	67,1853	71,0489	75,1347	79,4555	84,0247
				38,4099	40,6187	42,9545	45,4247	48,0370	50,7994	53,7207	56,8100	60,0770	63,5318	67,1853	71,0489	75,1347
					36,3212	38,4099	40,6187	42,9545	45,4247	48,0370	50,7994	53,7207	56,8100	60,0770	63,5318	67,1853
						34,3460	36,3212	38,4099	40,6187	42,9545	45,4247	48,0370	50,7994	53,7207	56,8100	60,0770
							32,4783	34,3460	36,3212	38,4099	40,6187	42,9545	45,4247	48,0370	50,7994	53,7207
								30,7121	32,4783	34,3460	36,3212	38,4099	40,6187	42,9545	45,4247	48,0370
									29,0420	30,7121	32,4783	34,3460	36,3212	38,4099	40,6187	42,9545
										27,4627	29,0420	30,7121	32,4783	34,3460	36,3212	38,4099
											25,9693	27,4627	29,0420	30,7121	32,4783	34,3460
												24,5571	25,9693	27,4627	29,0420	30,7121
													23,2217	24,5571	25,9693	27,4627
														21,9589	23,2217	24,5571
															20,7648	21,9589
																19,6356

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
48,0370	50,7994	53,7207	56,8100	60,0770	63,5318	67,1853	71,0489	75,1347	79,4555	84,0247	88,8567	93,9666	99,3703	105,0848	111,1279	117,5185
	45,4247	48,0370	50,7994	53,7207	56,8100	60,0770	63,5318	67,1853	71,0489	75,1347	79,4555	84,0247	88,8567	93,9666	99,3703	105,0848
		42,9545	45,4247	48,0370	50,7994	53,7207	56,8100	60,0770	63,5318	67,1853	71,0489	75,1347	79,4555	84,0247	88,8567	93,9666
			40,6187	42,9545	45,4247	48,0370	50,7994	53,7207	56,8100	60,0770	63,5318	67,1853	71,0489	75,1347	79,4555	84,0247
				38,4099	40,6187	42,9545	45,4247	48,0370	50,7994	53,7207	56,8100	60,0770	63,5318	67,1853	71,0489	75,1347
					36,3212	38,4099	40,6187	42,9545	45,4247	48,0370	50,7994	53,7207	56,8100	60,0770	63,5318	67,1853
						34,3460	36,3212	38,4099	40,6187	42,9545	45,4247	48,0370	50,7994	53,7207	56,8100	60,0770
							32,4783	34,3460	36,3212	38,4099	40,6187	42,9545	45,4247	48,0370	50,7994	53,7207
								30,7121	32,4783	34,3460	36,3212	38,4099	40,6187	42,9545	45,4247	48,0370
									29,0420	30,7121	32,4783	34,3460	36,3212	38,4099	40,6187	42,9545
										27,4627	29,0420	30,7121	32,4783	34,3460	36,3212	38,4099
											25,9693	27,4627	29,0420	30,7121	32,4783	34,3460
												24,5571	25,9693	27,4627	29,0420	30,7121
													23,2217	24,5571	25,9693	27,4627
														21,9589	23,2217	24,5571
															20,7648	21,9589
																19,6356

Anexo 14: Árbol binomial de flujos de caja esperados en \$ Cuenca Eagle Ford. Escenario -2DT.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
6.095.889,78	7.735.733,87	10.634.768,50	8.997.071,99	6.660.125,36	5.986.658,67	5.381.292,41	4.837.140,31	4.348.012,45	3.908.344,81	3.513.136,03	3.157.890,45	2.838.567,03	2.551.533,34	2.293.524,28	2.061.604,89	1.744.128,95
	6.917.277,27	9.509.588,06	8.045.163,22	5.955.470,36	5.353.257,84	4.811.940,57	4.325.360,89	3.887.983,76	3.494.833,87	3.141.438,99	2.823.779,13	2.538.240,78	2.281.575,85	2.050.864,68	1.843.482,84	1.559.596,51
		8.503.454,03	7.193.968,36	5.325.369,31	4.786.872,12	4.302.827,34	3.867.728,79	3.476.627,06	3.125.073,24	2.809.068,27	2.525.017,47	2.269.689,67	2.040.180,42	1.833.878,96	1.648.438,55	1.394.587,98
			6.432.831,67	4.761.934,26	4.280.411,17	3.847.579,33	3.458.515,10	3.108.792,75	2.794.434,05	2.511.863,05	2.257.865,42	2.029.551,82	1.824.325,12	1.639.850,79	1.474.030,35	1.247.037,70
				4.258.111,79	3.827.534,84	3.440.497,50	3.092.597,07	2.779.876,07	2.498.777,16	2.246.102,76	2.018.978,60	1.814.821,06	1.631.307,76	1.466.351,19	1.318.074,90	1.115.098,54
					3.422.573,76	3.076.485,77	2.765.393,93	2.485.759,44	2.234.401,39	2.008.460,46	1.805.366,50	1.622.809,25	1.458.712,04	1.311.208,21	1.178.619,86	997.118,81
						2.750.987,23	2.472.809,54	2.222.760,97	1.997.997,11	1.795.961,20	1.614.355,00	1.451.112,68	1.304.377,30	1.172.479,68	1.053.919,45	891.621,58
							2.211.181,20	1.987.588,27	1.786.604,90	1.605.944,80	1.443.552,91	1.297.581,97	1.166.371,49	1.048.428,91	942.412,60	797.286,18
								1.777.297,34	1.597.578,41	1.436.032,53	1.290.822,04	1.160.295,12	1.042.966,98	937.502,97	842.703,40	712.931,66
									1.428.551,32	1.284.097,33	1.154.250,40	1.037.533,50	932.618,92	838.313,22	753.543,64	637.502,02
										1.148.237,18	1.032.128,33	927.760,32	833.945,92	749.617,96	673.817,17	570.052,99
											922.927,02	829.601,36	745.712,72	670.306,83	602.525,92	509.740,21
												741.827,83	666.814,78	599.386,98	538.777,44	455.808,64
													596.264,40	535.970,61	481.773,68	407.583,15
														479.263,81	430.801,03	364.460,01
															385.221,39	325.899,39
																291.418,56

Anexo 15: Árbol binomial de flujos de caja esperados en \$ Cuenca Bakken. Escenario -2DT.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
5.088.554,80	6.457.417,56	8.877.391,86	7.510.321,80	5.559.551,45	4.997.373,94	4.492.043,38	4.037.811,45	3.629.511,10	3.262.497,76	2.932.596,53	2.636.054,65	2.369.498,86	2.129.896,98	1.914.523,46	1.720.928,33	1.455.914,73
	5.774.209,47	7.938.145,49	6.715.714,26	4.971.339,44	4.468.641,47	4.016.775,92	3.610.602,67	3.245.501,34	2.917.318,77	2.622.321,77	2.357.154,63	2.118.800,99	1.904.549,49	1.711.962,93	1.538.850,57	1.301.875,95
		7.098.273,33	6.005.177,84	4.445.361,48	3.995.849,99	3.591.792,75	3.228.593,46	2.902.120,60	2.608.660,43	2.344.874,72	2.107.762,81	1.894.627,48	1.703.044,22	1.530.833,72	1.376.037,00	1.164.134,79
			5.369.817,64	3.975.033,07	3.573.080,82	3.211.773,67	2.887.001,62	2.595.070,26	2.332.658,78	2.096.782,14	1.884.757,16	1.694.171,98	1.522.858,63	1.368.868,35	1.230.449,45	1.040.966,93
				3.554.466,37	3.195.041,50	2.871.961,39	2.581.550,89	2.320.506,47	2.085.858,67	1.874.938,26	1.685.345,97	1.514.925,09	1.361.737,05	1.224.039,26	1.100.265,36	930.830,48
					2.856.999,52	2.568.101,95	2.308.417,48	2.074.992,10	1.865.170,52	1.676.565,93	1.507.032,89	1.354.642,89	1.217.662,46	1.094.533,38	983.855,02	832.346,70
						2.296.391,47	2.064.182,15	1.855.453,66	1.667.831,63	1.499.181,80	1.347.585,70	1.211.318,88	1.088.831,26	978.729,49	879.761,13	744.282,70
							1.845.787,42	1.659.142,84	1.491.371,60	1.340.565,27	1.205.008,35	1.083.158,85	973.630,67	875.177,89	786.680,59	665.536,05
								1.483.602,10	1.333.581,41	1.198.730,70	1.077.515,98	968.558,41	870.618,54	782.582,27	703.448,16	595.120,97
									1.192.485,75	1.071.902,52	963.512,57	866.082,93	778.505,30	699.783,45	629.021,89	532.155,94
										958.493,02	861.570,95	774.449,57	696.137,83	625.744,92	562.470,08	475.852,75
											770.414,97	692.511,21	622.485,01	559.539,81	502.959,58	425.506,54
												619.242,09	556.624,82	500.339,35	449.745,42	380.487,07
													497.732,76	447.402,41	402.161,43	340.230,76
														400.066,32	359.611,92	304.233,64
															321.564,24	272.045,09
																243.262,16

Anexo 16: Árbol binomial de flujos de caja esperados en \$ Cuenca Pérmica. Escenario -2DT.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2.593.563,32	3.291.253,01	4.524.679,17	3.827.903,18	2.833.623,55	2.547.089,74	2.289.530,01	2.058.014,52	1.849.909,69	1.662.848,27	1.494.702,34	1.343.559,21	1.207.699,55	1.085.577,91	975.805,12	877.132,46	742.058,83
	2.943.031,66	4.045.958,78	3.422.903,13	2.533.820,33	2.277.602,39	2.047.293,01	1.840.272,34	1.654.185,43	1.486.915,49	1.336.559,75	1.201.407,87	1.079.922,44	970.721,53	872.562,92	784.330,04	663.547,48
		3.617.888,00	3.060.752,92	2.265.736,92	2.036.627,36	1.830.685,19	1.645.567,73	1.479.169,20	1.329.596,76	1.195.148,97	1.074.296,44	965.664,42	868.017,19	780.243,97	701.346,30	593.342,79
			2.736.918,95	2.026.017,28	1.821.147,99	1.636.994,92	1.471.463,27	1.322.670,05	1.188.922,68	1.068.699,75	960.633,66	863.495,13	776.179,18	697.692,54	627.142,42	530.565,90
				1.811.660,47	1.628.466,78	1.463.797,48	1.315.779,42	1.182.728,83	1.063.132,21	955.629,11	858.996,64	772.135,57	694.057,82	623.875,23	560.789,46	474.430,93
					1.456.171,63	1.308.924,69	1.176.567,25	1.057.593,68	950.650,63	854.521,58	768.113,02	690.442,03	620.625,07	557.867,95	501.456,78	424.235,16
						1.170.437,76	1.052.084,00	945.698,09	850.069,83	764.111,43	686.845,08	617.391,84	554.961,66	498.844,37	448.401,61	379.350,20
							940.771,35	845.641,28	760.130,69	683.266,87	614.175,46	552.070,51	496.245,57	446.065,61	400.959,80	339.214,17
								756.170,69	679.707,30	610.975,83	549.194,43	493.660,31	443.741,77	398.870,94	358.537,43	303.324,61
									607.792,86	546.333,32	491.088,52	441.430,03	396.792,97	356.669,58	320.603,43	271.232,24
										488.530,13	439.130,34	394.725,83	354.811,46	318.933,20	286.682,92	242.535,31
											392.669,45	352.963,02	317.271,67	285.189,41	256.351,28	216.874,58
												315.618,80	283.703,68	255.015,78	229.228,78	193.928,80
													253.687,24	228.034,59	204.975,91	173.410,73
														203.908,06	183.289,03	155.063,52
															163.896,67	138.657,48
																123.987,23

Anexo 17: Árbol binomial FC-C.Finalización (\$) Cuenca Eagle Ford. Escenario -2DT.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	4.337.071,42	7.250.064,45	5.626.269,00	3.303.166,34	2.641.359,80	2.047.613,18	1.515.040,37	1.037.451,57	611.847,53	230.642,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	3.518.614,82	6.124.884,01	4.674.360,23	2.598.511,34	2.007.958,96	1.478.261,35	1.003.260,95	577.422,89	198.336,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		5.118.749,98	3.823.165,37	1.968.410,30	1.441.573,24	969.148,11	545.628,84	166.066,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
			3.062.028,68	1.404.975,24	935.112,30	513.900,10	136.415,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
				901.152,78	482.235,97	106.818,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
					77.274,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
										0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
											0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
												0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
													0,00	0,00	0,00	0,00
														0,00	0,00	0,00
															0,00	0,00
																0,00

Anexo 18: Árbol binomial de cálculo del valor actualizado de la opción (\$) Cuenca Eagle Ford. Escenario -2DT.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
6.162.039,43	6.690.378,95	7.250.064,45	5.626.269,00	3.303.166,34	2.641.359,80	2.047.613,18	1.515.040,37	1.037.451,57	611.847,53	230.642,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	5.626.385,37	6.124.884,01	4.674.360,23	2.598.511,34	2.007.958,96	1.478.261,35	1.003.260,95	577.422,89	198.336,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		5.118.749,98	3.823.165,37	1.968.410,30	1.441.573,24	969.148,11	545.628,84	166.066,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
			3.062.028,68	1.404.975,24	935.112,30	513.900,10	136.415,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
				901.152,78	482.235,97	106.818,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
					77.274,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
										0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
											0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
												0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
													0,00	0,00	0,00	0,00
														0,00	0,00	0,00
															0,00	0,00
																0,00

Anexo 19: Árbol binomial FC-C.Finalización (\$) Cuenca Bakken. Escenario -2DT.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	2.559.679,68	4.995.662,09	3.644.534,39	1.709.640,93	1.160.835,79	668.831,16	227.878,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	1.876.471,59	4.056.415,73	2.849.926,85	1.121.428,92	632.103,32	193.563,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		3.216.543,56	2.139.390,44	595.450,95	159.311,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
			1.504.030,24	125.122,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
										0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
											0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
												0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
													0,00	0,00	0,00	0,00
														0,00	0,00	0,00
															0,00	0,00
																0,00

Anexo 20: Árbol binomial de cálculo del valor de la opción (\$) Cuenca Bakken. Escenario -2DT.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
4.099.027,23	4.534.277,60	4.995.662,09	3.644.534,39	1.709.640,93	1.160.835,79	668.831,16	227.878,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	3.646.107,08	4.056.415,73	2.849.926,85	1.121.428,92	632.103,32	193.563,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		3.216.543,56	2.139.390,44	595.450,95	159.311,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
			1.504.030,24	125.122,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
										0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
											0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
												0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
													0,00	0,00	0,00	0,00
														0,00	0,00	0,00
															0,00	0,00
																0,00

Anexo 21: Árbol binomial FC-C.Finalización (\$) Cuenca Pérmica. Escenario -2DT.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	0,00	1.074.252,70	391.647,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,00	595.532,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		167.461,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
										0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
											0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
												0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
													0,00	0,00	0,00	0,00
														0,00	0,00	0,00
															0,00	0,00
																0,00

Anexo 22: Árbol binomial de cálculo del valor de la opción (\$) Cuenca Pérmica. Escenario -2DT.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
633.409,21	847.193,16	1.074.252,70	391.647,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	394.505,40	595.532,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		167.461,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
										0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
											0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
												0,00	0,00	0,00	0,00	
													0,00	0,00	0,00	
														0,00	0,00	
															0,00	

Anexo 23: Árboles binomiales precios WTI (Escenario +2DT)

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
48,0370	66,3138	91,5446	126,3751	174,4577	240,8345	332,4661	458,9613	633,5848	874,6481	1207,4302	1666,8276	2301,0144	3176,4937	4385,0712	6053,4828	8356,6837
	34,7974	48,0370	66,3138	91,5446	126,3751	174,4577	240,8345	332,4661	458,9613	633,5848	874,6481	1207,4302	1666,8276	2301,0144	3176,4937	4385,0712
		25,2068	34,7974	48,0370	66,3138	91,5446	126,3751	174,4577	240,8345	332,4661	458,9613	633,5848	874,6481	1207,4302	1666,8276	2301,0144
			18,2595	25,2068	34,7974	48,0370	66,3138	91,5446	126,3751	174,4577	240,8345	332,4661	458,9613	633,5848	874,6481	1207,4302
				13,2270	18,2595	25,2068	34,7974	48,0370	66,3138	91,5446	126,3751	174,4577	240,8345	332,4661	458,9613	633,5848
					9,5815	13,2270	18,2595	25,2068	34,7974	48,0370	66,3138	91,5446	126,3751	174,4577	240,8345	332,4661
						6,9407	9,5815	13,2270	18,2595	25,2068	34,7974	48,0370	66,3138	91,5446	126,3751	174,4577
							5,0278	6,9407	9,5815	13,2270	18,2595	25,2068	34,7974	48,0370	66,3138	91,5446
								3,6421	5,0278	6,9407	9,5815	13,2270	18,2595	25,2068	34,7974	48,0370
									2,6383	3,6421	5,0278	6,9407	9,5815	13,2270	18,2595	25,2068
										1,9111	2,6383	3,6421	5,0278	6,9407	9,5815	13,2270
											1,3844	1,9111	2,6383	3,6421	5,0278	6,9407
												1,0028	1,3844	1,9111	2,6383	3,6421
													0,7264	1,0028	1,3844	1,9111
														0,5262	0,7264	1,0028
															0,3812	0,5262
																0,2761

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
48,0370	66,3138	91,5446	126,3751	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000
	34,7974	48,0370	66,3138	91,5446	126,3751	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000
		25,2068	34,7974	48,0370	66,3138	91,5446	126,3751	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000
			18,2595	25,2068	34,7974	48,0370	66,3138	91,5446	126,3751	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000
				15,0000	18,2595	25,2068	34,7974	48,0370	66,3138	91,5446	126,3751	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000	150,0000
					15,0000	15,0000	18,2595	25,2068	34,7974	48,0370	66,3138	91,5446	126,3751	150,0000	150,0000	150,0000
						15,0000	15,0000	15,0000	15,0000	18,2595	25,2068	34,7974	48,0370	66,3138	91,5446	126,3751
							15,0000	15,0000	15,0000	15,0000	15,0000	18,2595	25,2068	34,7974	48,0370	66,3138
								15,0000	15,0000	15,0000	15,0000	15,0000	15,0000	18,2595	25,2068	34,7974
									15,0000	15,0000	15,0000	15,0000	15,0000	15,0000	15,0000	18,2595
										15,0000	15,0000	15,0000	15,0000	15,0000	15,0000	15,0000
											15,0000	15,0000	15,0000	15,0000	15,0000	15,0000
												15,0000	15,0000	15,0000	15,0000	15,0000
													15,0000	15,0000	15,0000	15,0000
														15,0000	15,0000	15,0000
															15,0000	15,0000
																15,0000

Anexo 24: Árbol binomial de flujos de caja esperados en \$ Cuenca Eagle Ford (Escenario+2DT)

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
6.095.889,78	10.098.270,67	18.122.537,81	20.014.173,32	16.628.976,00	14.134.629,60	12.014.435,16	10.212.269,89	8.680.429,40	7.378.364,99	6.271.610,24	5.330.868,71	4.531.238,40	3.851.552,64	3.273.819,74	2.782.746,78	2.226.197,43
	5.298.948,48	9.509.588,06	10.502.201,50	10.148.621,17	11.908.433,13	12.014.435,16	10.212.269,89	8.680.429,40	7.378.364,99	6.271.610,24	5.330.868,71	4.531.238,40	3.851.552,64	3.273.819,74	2.782.746,78	2.226.197,43
		4.990.044,22	5.510.906,42	5.325.369,31	6.248.809,89	7.332.378,80	8.603.842,93	8.680.429,40	7.378.364,99	6.271.610,24	5.330.868,71	4.531.238,40	3.851.552,64	3.273.819,74	2.782.746,78	2.226.197,43
			2.891.783,17	2.794.424,76	3.278.989,32	3.847.579,33	4.514.765,15	5.297.643,68	6.216.276,52	6.271.610,24	5.330.868,71	4.531.238,40	3.851.552,64	3.273.819,74	2.782.746,78	2.226.197,43
				1.662.897,60	1.720.610,99	2.018.971,89	2.369.069,78	2.779.876,07	3.261.917,82	3.827.547,56	4.491.259,79	4.531.238,40	3.851.552,64	3.273.819,74	2.782.746,78	2.226.197,43
					1.413.462,96	1.201.443,52	1.243.141,44	1.458.707,19	1.711.652,92	2.008.460,46	2.356.735,62	2.765.403,11	3.244.935,20	3.273.819,74	2.782.746,78	2.226.197,43
						1.201.443,52	1.021.226,99	868.042,94	898.169,69	1.053.915,95	1.236.669,23	1.451.112,68	1.702.741,49	1.998.003,75	2.344.465,68	2.226.197,43
							1.021.226,99	868.042,94	737.836,50	627.161,02	648.927,60	761.454,27	893.493,52	1.048.428,91	1.230.230,73	1.358.642,55
								868.042,94	737.836,50	627.161,02	533.086,87	453.123,84	468.850,19	550.150,71	645.549,07	712.931,66
									737.836,50	627.161,02	533.086,87	453.123,84	385.155,26	327.381,97	338.744,26	374.102,48
										627.161,02	533.086,87	453.123,84	385.155,26	327.381,97	278.274,68	222.619,74
											533.086,87	453.123,84	385.155,26	327.381,97	278.274,68	222.619,74
												453.123,84	385.155,26	327.381,97	278.274,68	222.619,74
													385.155,26	327.381,97	278.274,68	222.619,74
														327.381,97	278.274,68	222.619,74
															278.274,68	222.619,74
																222.619,74

Anexo 25: Árbol binomial de flujos de caja esperados en \$ Cuenca Bakken (Escenario +2DT)

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
5.088.554,80	8.429.549,35	15.127.820,57	16.706.866,67	13.881.067,20	11.798.907,12	10.029.071,05	8.524.710,39	7.246.003,84	6.159.103,26	5.235.237,77	4.449.952,11	3.782.459,29	3.215.090,40	2.732.826,84	2.322.902,81	1.858.322,25
	4.423.306,64	7.938.145,49	8.766.731,32	8.471.579,52	9.940.585,67	10.029.071,05	8.524.710,39	7.246.003,84	6.159.103,26	5.235.237,77	4.449.952,11	3.782.459,29	3.215.090,40	2.732.826,84	2.322.902,81	1.858.322,25
		4.165.448,26	4.600.238,91	4.445.361,48	5.216.205,14	6.120.716,20	7.182.073,14	7.246.003,84	6.159.103,26	5.235.237,77	4.449.952,11	3.782.459,29	3.215.090,40	2.732.826,84	2.322.902,81	1.858.322,25
			2.413.921,13	2.332.651,03	2.737.142,15	3.211.773,67	3.768.708,21	4.422.217,46	5.189.047,85	5.235.237,77	4.449.952,11	3.782.459,29	3.215.090,40	2.732.826,84	2.322.902,81	1.858.322,25
				1.388.106,72	1.436.283,07	1.685.340,37	1.977.585,20	2.320.506,47	2.722.891,68	3.195.052,11	3.749.087,07	3.782.459,29	3.215.090,40	2.732.826,84	2.322.902,81	1.858.322,25
					1.179.890,71	1.002.907,11	1.037.714,52	1.217.658,42	1.428.805,31	1.676.565,93	1.967.289,24	2.308.425,15	2.708.715,41	2.732.826,84	2.322.902,81	1.858.322,25
						1.002.907,11	852.471,04	724.600,38	749.748,74	879.758,20	1.032.311,84	1.211.318,88	1.421.366,48	1.667.837,17	1.957.046,88	1.858.322,25
							852.471,04	724.600,38	615.910,33	523.523,78	541.693,47	635.625,30	745.845,30	875.177,89	1.026.937,28	1.134.129,28
								724.600,38	615.910,33	523.523,78	444.995,21	378.245,93	391.373,53	459.239,28	538.873,23	595.120,97
									615.910,33	523.523,78	444.995,21	378.245,93	321.509,04	273.282,68	282.767,37	312.282,71
										523.523,78	444.995,21	378.245,93	321.509,04	273.282,68	232.290,28	185.832,22
											444.995,21	378.245,93	321.509,04	273.282,68	232.290,28	185.832,22
												378.245,93	321.509,04	273.282,68	232.290,28	185.832,22
													321.509,04	273.282,68	232.290,28	185.832,22
														273.282,68	232.290,28	185.832,22
															232.290,28	185.832,22
																185.832,22

Anexo 26: Árbol binomial de flujos de caja esperados en \$ Cuenca Pérmica (Escenario +2DT)

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2.593.563,32	4.296.420,27	7.710.432,93	8.515.250,05	7.074.980,64	6.013.733,54	5.111.673,51	4.344.922,49	3.693.184,11	3.139.206,50	2.668.325,52	2.268.076,69	1.927.865,19	1.638.685,41	1.392.882,60	1.183.950,21	947.160,17
	2.254.495,88	4.045.958,78	4.468.277,08	4.317.842,44	5.066.573,78	5.111.673,51	4.344.922,49	3.693.184,11	3.139.206,50	2.668.325,52	2.268.076,69	1.927.865,19	1.638.685,41	1.392.882,60	1.183.950,21	947.160,17
		2.123.069,17	2.344.675,72	2.265.736,92	2.658.624,86	3.119.641,16	3.660.599,56	3.693.184,11	3.139.206,50	2.668.325,52	2.268.076,69	1.927.865,19	1.638.685,41	1.392.882,60	1.183.950,21	947.160,17
			1.230.340,94	1.188.918,73	1.395.082,05	1.636.994,92	1.920.856,46	2.253.940,74	2.644.783,18	2.668.325,52	2.268.076,69	1.927.865,19	1.638.685,41	1.392.882,60	1.183.950,21	947.160,17
				707.498,06	732.052,86	858.993,79	1.007.946,78	1.182.728,83	1.387.818,79	1.628.472,19	1.910.855,85	1.927.865,19	1.638.685,41	1.392.882,60	1.183.950,21	947.160,17
					601.373,35	511.167,35	528.908,19	620.623,01	728.241,55	854.521,58	1.002.699,08	1.176.571,15	1.380.593,35	1.392.882,60	1.183.950,21	947.160,17
						511.167,35	434.492,25	369.318,41	382.136,17	448.400,13	526.154,52	617.391,84	724.450,08	850.072,66	997.478,70	947.160,17
							434.492,25	369.318,41	313.920,65	266.832,55	276.093,38	323.969,09	380.146,64	446.065,61	523.415,19	578.049,41
								369.318,41	313.920,65	266.832,55	226.807,67	192.786,52	199.477,47	234.067,67	274.655,95	303.324,61
									313.920,65	266.832,55	226.807,67	192.786,52	163.868,54	139.288,26	144.122,47	159.166,01
										266.832,55	226.807,67	192.786,52	163.868,54	139.288,26	118.395,02	94.716,02
											226.807,67	192.786,52	163.868,54	139.288,26	118.395,02	94.716,02
												192.786,52	163.868,54	139.288,26	118.395,02	94.716,02
													163.868,54	139.288,26	118.395,02	94.716,02
														139.288,26	118.395,02	94.716,02
															118.395,02	94.716,02
																94.716,02

Anexo 27: Árbol binomial FC-C.Finalización (\$) Cuenca Eagle Ford. Escenario +2DT.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	6.699.608,23	14.737.833,76	16.643.370,34	13.272.016,98	10.789.330,73	8.680.755,93	6.890.169,94	5.369.868,53	4.081.867,71	2.989.116,81	2.062.319,63	1.276.574,45	611.874,79	49.058,99	0,00	0,00
	1.900.286,04	6.124.884,01	7.131.398,51	6.791.662,16	8.563.134,26	8.680.755,93	6.890.169,94	5.369.868,53	4.081.867,71	2.989.116,81	2.062.319,63	1.276.574,45	611.874,79	49.058,99	0,00	0,00
		1.605.340,17	2.140.103,43	1.968.410,30	2.903.511,02	3.998.699,57	5.281.742,99	5.369.868,53	4.081.867,71	2.989.116,81	2.062.319,63	1.276.574,45	611.874,79	49.058,99	0,00	0,00
			0,00	0,00	0,00	513.900,10	1.192.665,20	1.987.082,80	2.919.779,24	2.989.116,81	2.062.319,63	1.276.574,45	611.874,79	49.058,99	0,00	0,00
				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	545.054,13	1.222.710,71	1.276.574,45	611.874,79	49.058,99	0,00	0,00
					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5.257,35	49.058,99	0,00	0,00
						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
										0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
											0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
												0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
													0,00	0,00	0,00	0,00
														0,00	0,00	0,00
															0,00	0,00
																0,00

Anexo 28: Árbol binomial de cálculo del valor actualizado de la opción (\$) Cuenca Eagle Ford. Escenario +2DT.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
6.162.039,43	9.761.676,80	14.737.833,76	16.643.370,34	13.272.016,98	10.789.330,73	8.680.755,93	6.890.169,94	5.369.868,53	4.081.867,71	2.989.116,81	2.062.319,63	1.276.574,45	611.874,79	49.058,99	0,00	
	3.522.557,95	6.124.884,01	7.131.398,51	6.791.662,16	8.563.134,26	8.680.755,93	6.890.169,94	5.369.868,53	4.081.867,71	2.989.116,81	2.062.319,63	1.276.574,45	611.874,79	49.058,99	0,00	
		1.605.340,17	2.140.103,43	1.968.410,30	2.903.511,02	3.998.699,57	5.281.742,99	5.369.868,53	4.081.867,71	2.989.116,81	2.062.319,63	1.276.574,45	611.874,79	49.058,99	0,00	
			46.892,78	105.577,67	237.321,65	532.527,54	1.192.665,20	1.987.082,80	2.919.779,24	2.989.116,81	2.062.319,63	1.276.574,45	611.874,79	49.058,99	0,00	
				3.342,55	7.813,07	18.262,42	42.686,32	99.772,86	233.200,46	545.054,13	1.222.710,71	1.276.574,45	611.874,79	49.058,99	0,00	
					22,74	53,37	125,24	293,87	689,58	1.618,13	3.796,99	8.909,76	20.907,03	49.058,99	0,00	
						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
										0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
											0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
												0,00	0,00	0,00	0,00	
													0,00	0,00	0,00	
														0,00	0,00	
															0,00	
																0,00

Anexo 29: Árbol binomial FC-C.Finalización (\$) Cuenca Bakken. Escenario +2DT.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	4.531.811,47	11.246.090,80	12.841.079,26	10.031.156,68	7.962.368,97	6.205.858,83	4.714.777,82	3.449.304,77	2.378.532,95	1.470.727,71	701.434,05	49.865,32	0,00	0,00	0,00	0,00
	525.568,76	4.056.415,73	4.900.943,91	4.621.669,00	6.104.047,52	6.205.858,83	4.714.777,82	3.449.304,77	2.378.532,95	1.470.727,71	701.434,05	49.865,32	0,00	0,00	0,00	0,00
		283.718,49	734.451,50	595.450,95	1.379.666,99	2.297.503,98	3.372.140,57	3.449.304,77	2.378.532,95	1.470.727,71	701.434,05	49.865,32	0,00	0,00	0,00	0,00
			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	625.518,39	1.408.477,54	1.470.727,71	701.434,05	49.865,32	0,00	0,00	0,00	0,00
				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	569,02	49.865,32	0,00	0,00	0,00	0,00
					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
										0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
											0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
												0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
													0,00	0,00	0,00	0,00
														0,00	0,00	0,00
															0,00	0,00
																0,00
																0,00

Anexo 30: Árbol binomial de cálculo del valor de la opción (\$) Cuenca Bakken. Escenario +2DT.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
4.110.125,91	7.098.048,92	11.246.090,80	12.841.079,26	10.031.156,68	7.962.368,97	6.205.858,83	4.714.777,82	3.449.304,77	2.378.532,95	1.470.727,71	701.434,05	49.865,32	0,00	0,00	0,00	
	1.909.461,83	4.056.415,73	4.900.943,91	4.621.669,00	6.104.047,52	6.205.858,83	4.714.777,82	3.449.304,77	2.378.532,95	1.470.727,71	701.434,05	49.865,32	0,00	0,00	0,00	
		318.079,25	734.451,50	615.764,48	1.379.666,99	2.297.503,98	3.372.140,57	3.449.304,77	2.378.532,95	1.470.727,71	701.434,05	49.865,32	0,00	0,00	0,00	
			8.946,58	20.921,08	48.922,21	114.399,11	267.506,31	625.518,39	1.408.477,54	1.470.727,71	701.434,05	49.865,32	0,00	0,00	0,00	
				54,25	127,30	298,70	700,92	1.644,73	3.859,40	9.056,20	21.250,65	49.865,32	0,00	0,00	0,00	
					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
										0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
											0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
												0,00	0,00	0,00	0,00	
													0,00	0,00	0,00	
														0,00	0,00	
															0,00	
																0,00

Anexo 31: Árbol binomial FC-C.Finalización (\$) Cuenca Pérmica. Escenario +2DT.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	831.764,38	4.260.006,47	5.078.994,58	3.652.837,95	2.603.477,41	1.713.262,65	958.315,75	318.340,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,00	595.532,32	1.032.021,60	895.699,75	1.656.317,65	1.713.262,65	958.315,75	318.340,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	273.992,82	318.340,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
										0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
											0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
												0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
													0,00	0,00	0,00	0,00
														0,00	0,00	0,00
															0,00	0,00
																0,00

Anexo 32: Árbol binomial de cálculo del valor de la opción (\$) Cuenca Pérmica. Escenario +2DT.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1.063.395,98	2.153.910,59	4.260.006,47	5.078.994,58	3.652.837,95	2.603.477,41	1.713.262,65	958.315,75	318.340,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	255.981,48	595.532,32	1.032.021,60	895.699,75	1.656.317,65	1.713.262,65	958.315,75	318.340,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		3.851,30	9.037,20	21.206,08	49.760,71	116.765,06	273.992,82	318.340,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
										0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
											0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
												0,00	0,00	0,00	0,00	
													0,00	0,00	0,00	
														0,00	0,00	
															0,00	

Anexo 33: Parámetros del modelo

CASO BASE	
Desvest	0,378341954
Coef u	1,208247518
Coef d	0,827644986
p	0,467388762
q	0,532611238
Rf	0,005534332
t/n	0,25

ESCENARIO -2DT	
Desvest	0,111828122
Coef u	1,057506798
Coef d	0,945620398
p	0,535488976
q	0,464511024
Rf	0,005534332
t/n	0,25

ESCENARIO +2T	
Desvest	0,644855787
Coef u	1,380475346
Coef d	0,724388163
p	0,428519527
q	0,571480473
Rf	0,005534332
t/n	0,25